UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE PARA APLICACIONES ENERGÉTICAS EN CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL MECÁNICA

RENATA BELÉN CANCINO SILVA

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
LUIS VARGAS DÍAZ
WILLIAMS CALDERÓN MUÑOZ

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA
POR: RENATA BELÉN CANCINO SILVA
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE PARA APLICACIONES ENERGÉTICAS EN CHILE

Una característica fundamental de las energías renovables no convencionales (ERNC) es la fluctuación en la generación de electricidad en consecuencia de la inherente variabilidad en la disponibilidad del recurso utilizado. De lo anterior, surge la idea de evaluar una solución para la intermitencia de centrales solares, mediante el uso de hidrógeno verde almacenando. El presente estudio entrega una evaluación técnica-económica de producción y almacenamiento de hidrógeno verde.

La metodología utilizada consiste en dimensionar una planta fotovoltaica en el norte de Chile, que abastecerá de energía eléctrica a una planta *PEM* de electrólisis de agua. El hidrógeno para ser utilizado como combustible, requiere necesariamente incrementar su densidad energética, esto se logra aumentando la presión del gas (compresión) o disminuyendo su temperatura (licuefacción) en consecuencia, se definen ciclos termodinámicos de licuefacción y compresión, realizando balances de energía y masa con el software *EES*. Con estos resultados se diseñan conceptualmente unidades de almacenamiento de hidrógeno en cada caso para finalmente desarrollar ingeniería básica y un análisis económico comparativo entre ambas opciones. El hidrógeno no puede convertirse en una opción económicamente viable a menos que su costo sea comparable al de los combustibles convencionales.

Con los resultados obtenidos se establece que, con una producción de 23 $[MW]$ de energía fotovoltaica, equivalente a energía anual de 53.446,54 $[kWh]$, se obtiene un caudal de 1.983,96 $[kg_{H_2}/día]$ de hidrógeno líquido o comprimido de forma continua, equivalente a una potencia eléctrica de 1,98 $[MW]$. La mayor diferencia entre ambas opciones es que la planta de licuefacción necesita en un comienzo 40 días para establecer la producción continua. Mediante el análisis económico, se puede encontrar qué partes del proceso son más costosas e ineficientes que otras, por ejemplo, la planta de producción de hidrógeno por licuefacción presenta costos de inversión y almacenamiento de $2.799.331 [USD] y $6.549 [USD] (con 3 unidades de almacenamiento) respectivamente, valores inferiores que la planta de producción de hidrógeno por compresión, con costos de inversión y almacenamiento de $3.428.277 [USD] y $28.424 [USD] (con 2 unidades de almacenamiento) respectivamente. Finalmente, la evaluación económica muestra que la planta fotovoltaica presenta indicador VAN en [USD] positivo ($4.625.325), mientras que en producción-almacenamiento tanto en licuefacción ($10.286.326) como en compresión ($10.331.238) entregan resultados viables, pero es el proceso de licuefacción quien presenta mejores proyecciones a gran escala.

A Chaguito, Raquelina y Rober.

Agradecimientos

Llegó el momento tan anhelado por años, finalmente se cierra un ciclo y puedo agradecer a cada persona que me acompañó durante esta travesía.

Primero partir por mis padres, Chaguito y Raquelina, quienes dentro de sus posibilidades siempre me dieron todo lo que pudieron y más, apoyándome en cada una de mis decisiones, confiando plenamente en mí.

A Rober, mi compañero de vida, por estar ahí durante todo el proceso, celebrando mis triunfos y conteniéndome en los fracasos, alentándome a seguir. Por creer en mí incluso cuando mi confianza se desmoronaba. Por su amor incondicional que me mantuvo fuerte en los momentos difíciles.

Mis favoritas Caro y Rocio.Paz por haber tenido la suerte de conocerlas el primer día de clases. Por los infinitos almuerzos, conversaciones, risas, que se mantienen hasta hoy y espero que para toda la vida. Mujeres nobles, brillantes, apañadoras a quienes estimo profundamente.

Mis odiosos y rencorosos mecánic@s, Gonzalo por haberme acompañado durante toda la especialidad, a Josecillo por toda su ayuda y por presentarme a mi gran amiga anciana. A mi querida Dani quien, con una historia de vida tan similar a la mía, llegó inesperadamente a comprenderme y apoyarme en los últimos años de este camino. Agradezco infinitamente haberte encontrado y lamento que no haya sido antes, pero ahora sé que tengo una tremenda amiga a mi lado por siempre.

Pancha quien me acompañó en momentos difíciles.

Xime por su apoyo y ayuda durante estos años.

Mi profesor Ramón por su buena disposición, sin duda todo este proceso fue mejor bajo su guía.

Por último, y no menos importante a Refu, Piró, Moño, Shore y Techín. Mis bebes, mi familia.

Tabla de Contenido

Índice de Figuras

Índice de Gráficos

Índice de Tablas

1. Introducción

1.1. Antecedentes básicos generales

El hidrógeno posee un *poder calorífico superior* (cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión) de $142\ [MJ/kg]$ casi tres veces mayor en comparación con el gas natural o el petróleo crudo que registran 52 y $45\ [MJ/kg]$ [1]. Esta misma proporción se replica para otro concepto denominado *densidad energética* ($33\ [kWh/kg]$) que se refiere a la energía que se puede obtener a través de otros procesos como reacciones químicas y nucleares, procesos electroquímicos, electricidad además de combustión [2]. Sin embargo, a temperatura ambiente resulta en una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo tanto, requiere el desarrollo de avanzados métodos de cambios de estado con un potencial de mayor densidad [3].

El hidrógeno se puede almacenar (ver figura 1.1) en forma gaseosa (gas comprimido), como un líquido, en medios sólidos y en otros compuestos. Los dos primeros métodos mencionados, son tecnologías bastante establecidas con varias limitaciones, la más importante de las cuales es su carácter intensivo en energía.

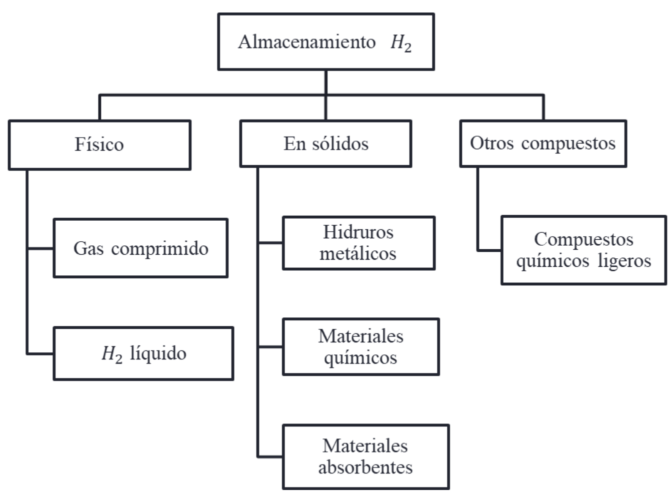


Figura 1.1: Formas de almacenamiento de hidrógeno [2].

Los estanques o estructuras sólidas que almacenan hidrógeno gaseoso o líquido son tecnologías bien estudiadas y procesos de almacenamiento con elevado consumo en energía. Para el caso del almacenamiento fijo, el hidrógeno es comprimido a $700\ [bar]$ para obtener densidades aceptables o licuado usando temperaturas menores a $20[°K]\ o - 253[°C]$ [2].

En el caso de almacenamiento de hidrógeno comprimido, los estanques a presión tradicionales están hechos de acero inoxidable, soportan presiones entre $250\ y\ 300\ [bar]$, lo que

impide almacenar gran cantidad de energía. Por lo tanto, es necesario el uso de otros materiales compuestos que permitan llevar la presión a cerca de 700 bar [4]. El impacto de la compresión en el costo del hidrógeno se debe principalmente al costo de la electricidad para hacer funcionar el compresor y al costo de capital del mismo compresor. Se asume ampliamente que la energía de compresión representa aproximadamente el $10\% - 15\%$ del contenido de energía de hidrógeno [5].

Por otra parte, la licuefacción de hidrógeno es un proceso costoso que consume entre $30\% - 40\%$ de contenido de energía de hidrógeno. Sin embargo, la licuefacción aumenta la densidad del hidrógeno alrededor de 800 veces en comparación con el hidrógeno gaseoso a presión atmosférica, lo que permite el almacenamiento de hidrógeno a una presión relativamente baja, mientras que el hidrógeno gaseoso necesitaría una compresión de muy alta presión para contener la misma cantidad de energía que el hidrógeno líquido [5].

Actualmente se está realizando una intensa investigación para superar las limitaciones de las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno existentes y desarrollar soluciones viables, en términos de eficiencia y seguridad.

1.2. Motivación

La generación de electricidad a partir de energía solar tiene el inconveniente de su disponibilidad variable en el ciclo diario. Las centrales fotovoltaicas operan solo durante el día.

Una solución a este problema sería utilizar hidrógeno almacenado para suplir la intermitencia provocada por el recurso solar. Pero los métodos utilizados para producir hidrogeno hoy, mediante gas natural, carbón o petróleo, provocan gran impacto ambiental. Sin embargo, existe una alternativa no contaminante, el llamado hidrógeno verde.

Se trata del hidrógeno obtenido mediante electrólisis del agua. Para este proceso se requiere electricidad, por lo que, si se utiliza la generación de una fuente renovable, se habrá obtenido hidrógeno sin emisiones en el proceso.

De lo anterior, surge la idea de evaluar una solución para la intermitencia de centrales solares mediante la captación de energía fotovoltaica durante el día, producción de hidrogeno por electrólisis de agua, y almacenamiento de hidrógeno comprimido o licuado que luego puede usarse de forma continua en ciclos Rankine, turbina a gas o celdas de combustible.

1.3. Objetivos

A continuación, se presenta el objetivo general y los objetivos específicos del trabajo de título a realizar por la estudiante.

1.3.1. Objetivo general

Evaluación técnica - económica de producción y almacenamiento de hidrógeno verde para generación de electricidad en Chile.

1.3.2. Objetivos específicos

- Investigar y recopilar información general sobre hidrógeno y sus propiedades; generación de hidrógeno, métodos de compresión y licuefacción, alternativas de almacenamiento.
- Estudiar radiación solar disponible en diversos sitios en la segunda región del norte de Chile. Elección de un emplazamiento.
- Dimensionar planta fotovoltaica para generación de energía eléctrica.
- Seleccionar y dimensionar planta de electrólisis de agua.
- Definir ciclos termodinámicos de licuefacción y compresión.
- Diseñar conceptualmente unidades de almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico e hidrógeno gaseoso comprimido, de diferentes capacidades. En base a parámetros globales, estimar caudal de hidrógeno para generar energía eléctrica.
- Desarrollar ingeniería básica; diagramas de flujos, dimensionamiento, memoria de cálculo, especificaciones técnicas generales.
- Estimar costos de equipos e inversión, costos operacionales y mantenimiento.
- Realizar una evaluación económica para cada tipo de planta, con licuefacción y compresión. Incluyendo costo de inversión, de operación y los siguientes indicadores económicos: VAN, TIR y LCOE. Considerar dos formas de financiamiento de la inversión.

1.4. Alcances

El propósito final de este estudio se enfoca en presentar que tan viable es técnica y económicamente, emplear hidrogeno verde almacenado (líquido o gaseoso) como combustible para suplir el impacto que genera la intermitencia en la generación de energía eléctrica, mediante fuente fotovoltaica.

El presente estudio será del tipo *“offgrid”*, es decir un proyecto desconectado de la red eléctrica y exclusivamente alimentado por una planta fotovoltaica, de esta manera, el suministro eléctrico es 100% renovable por lo que se garantiza producción de hidrogeno verde

Se evaluará la mejor alternativa posible para desarrollar la ingeniería básica. No se contempla la construcción de este, ni analizar la parte eléctrica, de automatización, civil y otras áreas ajenas a mecánica (salvo con aproximaciones en los costos).

Solo será necesario conocer la demanda de hidrógeno de una central productora de electricidad en función de su potencia. El objetivo es encontrar y definir los sistemas de almacenamiento para que puedan entregar esa demanda.

La evaluación económica se define como el cálculo de los parámetros económicos de evaluación de un proyecto en base a la elaboración de un flujo de caja para cada escenario, considerando ingresos, costos e inversión.

Respecto al financiamiento del proyecto se evalúa tanto para el caso sin crédito, como también para un crédito por el 60% de la inversión.

2. Antecedentes y Discusión Bibliográfica

2.1. Hidrógeno y sus propiedades

El hidrógeno es un gas incoloro, inodoro, insípido y no venenoso bajo condiciones normales. Es el elemento más simple conocido por el hombre. Un átomo de hidrogeno tiene únicamente un protón y un electrón. Normalmente existe como una molécula diatómica. Es el elemento más abundante del universo y tercero más abundante en la tierra [6].

El hidrógeno no se encuentra en su estado puro en nuestro planeta. Por lo tanto, este debe ser producido a través de variados procesos [3].

- Termoquímicos: usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa.
- Electrolíticos: el agua (H_2O) se disocia en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad.
- Biológicos: microrganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios. Otros procesos: como la descomposición foto catalítica y biológica del agua.

La producción de hidrógeno con fines energéticos se clasifica por colores que hacen referencia a qué tan limpia o no es su generación. En la actualidad, se obtiene hidrógeno a partir de las fuentes presentadas en el gráfico 2.1, de ellas casi la mitad es a partir del gas natural (48%), denominado hidrógeno azul. El hidrogeno verde, es todo aquel hidrógeno que se produce a partir de fuentes energéticas renovables (4%), por ejemplo, electrolisis del agua. Mientras que el hidrógeno negro es producido a partir de petróleo (30%) y carbón (18%).

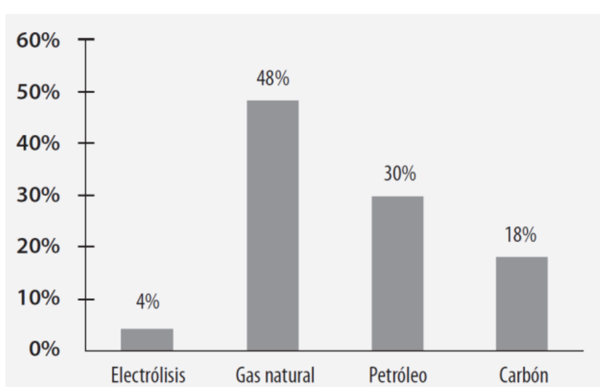


Gráfico 2.1: Origen del hidrógeno producido en la actualidad [2].

Cerca del 99% del hidrógeno se produce a partir de hidrocarburos: gas natural y carbón, haciendo que su propia producción sea una fuente abundante de emisiones de dióxido de carbono (CO2).

A continuación, se presentan algunas de sus propiedades más importantes [7]:

- Su elevado Poder Calorífico Inferior (PCI) 120 $[MJ/kg]$ lo que representa $2{,}79$ veces el PCI de la gasolina, siendo este de $42{,}89$ $[MJ/kg]$.
- Ausencia de emisiones contaminantes, siendo el H_2O el único producto de la combustión del H_2.
- Posibilidad de obtener directamente energía eléctrica mediante una pila de combustible, sin necesidad de utilizar una máquina térmica, evitando así el rendimiento límite de Carnot.
- En caso de fuga, el hidrógeno se disipa rápidamente debido a su baja densidad, disminuyendo así el riesgo de explosión y los posibles daños originados por su combustión accidental.

No obstante, existen otras propiedades que dificultan el avance de la tecnología del hidrógeno:

- Al ser una molécula pequeña, se fuga fácilmente a través de ciertos materiales, lo cual conlleva una utilización de materiales específicos para su transporte y almacenamiento.
- Se combina con el oxígeno del aire sin necesidad de energía de activación en un amplio rango de concentraciones dando lugar a una reacción de combustión con una cinética muy elevada (límite de explosión $4\% - 75\%$).
- En estado gaseoso es incoloro e inodoro y al producirse la combustión, la llama es invisible a la luz del día, lo que dificulta la detección de fugas.
- Su densidad es extremadamente reducida ($0{,}0899$ $[kg/\,Nm^3]$ en estado gaseoso y $0{,}0708$ $[kg/l]$ en estado líquido), esto penaliza la entalpía disponible por unidad de volumen. Siendo esta menor que la de los combustibles convencionales.
- Al tener una densidad tan reducida se necesita un aporte de energía mayor para comprimirlo a altas presiones.

Tabla 2.1 Densidades energéticas de diversos combustibles [2].

	Densidad $[\boldsymbol{kg/m^3}]$	**Volumen** $[\boldsymbol{kWh/m^3}]$	**Masa** $[\boldsymbol{kWh/kg}]$
H2 líquido (1 bar; -252,8°C)	70,71	2375	33,59
H2 gas (300 bar; 25°C)	20,55	690	
H2 gas (700 bar; 25°C)	47,96	1611	
Gas natural (1 bar; 25°C)	0,65	9,1	13,93
Butano líquido (25°C)	550	7000	12,73
Gasolina	750	9270	12,36

En la tabla 2.1 se observan las densidades energéticas (volumétricas y másicas) de diferentes combustibles en su forma habitual de suministro.

2.2. Electrólisis

De las alternativas disponibles para generar hidrógeno usando energías renovables, la electrólisis del agua constituye el proceso más importante. Consiste en descomponer el agua en los elementos que lo conforman (H_2 y O_2) mediante la aplicación de un potencial eléctrico en un dispositivo denominado electrolizador. De los diferentes tipos que existen, la electrólisis alcalina y PEM (*Proton Exchange Membrane*), son las principales tecnologías.

La ecuación básica de la electrólisis del agua se escribe como:

$$H_2O(l) + energía = H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g) \qquad (2.1)$$

Esta técnica produce energía limpia sin emisión de contaminación al utilizar electricidad.

2.2.1. Tipos de electrólisis

A continuación, se presentan las principales tecnologías para el proceso de electrólisis.

2.2.1.1. Electrólisis alcalina AE

El electrolizador alcalino descompone el agua en el cátodo en hidrógeno H^+ y HO^-. Este último migra a través del electrolito líquido y un diafragma/membrana de separación, descargando en el ánodo liberando el O_2. El electrolito es una solución acuosa que contiene $NaOH\ o\ KOH$ con una concentración típica de $20 - 40\ [wt.\%]$ (ver figura 2.1) y las temperaturas de operación están entre $343\ y\ 363\ [°K]$ y presión de funcionamiento hasta 3 $[MPa]$ [8].

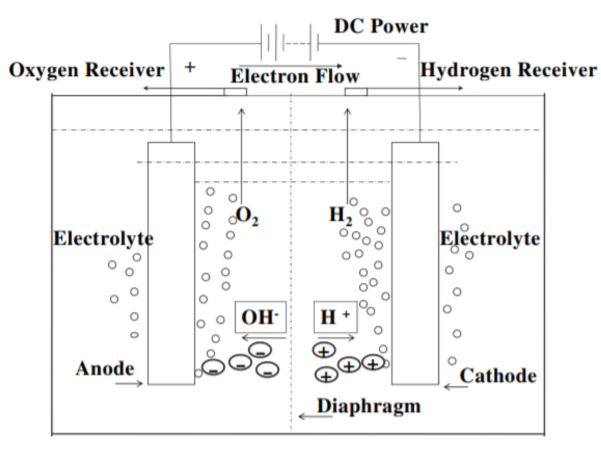


Figura 2.1: Electrólisis alcalina [7].

2.2.1.2. Electrólisis de membrana de electrolito de polímero PEM

Cuando se usa un polímero sólido ácido como el electrolito en lugar del electrolito líquido, se llama electrólisis de membrana de electrolito de polímero (PEM) o electrólisis de membrana de intercambio de protones (ver figura 2.2). Solo el agua desionizada sin ningún aditivo electrolítico se alimenta a la celda. La membrana funciona tanto como separador de gases como electrolito [8].

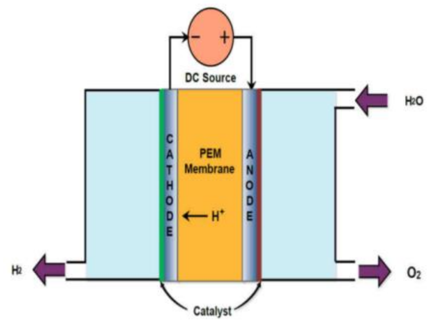


Figura 2.2: Electrolisis PEM [8].

2.2.1.3. Electrólisis a alta temperatura

Aún en proceso de investigación y desarrollo se encuentra la electrólisis por vapor a alta temperatura. Este proceso requiere una conexión a una fuente de alta temperatura (800-900°C). Sin embargo, el consumo de energía eléctrica es menor en este proceso. El electrolito sólido es una cerámica conductora de oxígeno. Se está investigando para mejorar la ingeniería de procesos y los materiales [9].

2.2.2. Comparación tecnologías

En este estudio, el enfoque se centra en las tecnologías que ya están en el mercado, es decir los procesos AE y PEM.

A continuación, se presenta una tabla comparativa (tabla 2.2) de las tecnologías de electrólisis principales:

Tabla 2.2: Tabla comparativa electrólisis alcalina y PEM [10].

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Electrolisis Alcalina	Tecnología: la más antigua y bien establecida Costo: más barato y efectivo Tipo de catalizador: noble Durabilidad: a largo plazo Pilas: rango MW Eficiencia: 70% Comercializado	Densidad actual: baja Grado de pureza: bajo (cruce de gases) Electrólito; Líquido y corrosivo Dinámica: operación dinámica baja Rango de carga: bajo para carga parcial Presión: baja presión operativa
Electrolisis PEM	Densidad actual: alta Eficiencia de voltaje: alta Rango de carga: buen rango de carga parcial Diseño del sistema: compacto Grado de pureza: alta pureza de gas Dinámico: operación altamente dinámica Respuesta: respuesta rápida del sistema	Tecnología: nueva y parcialmente establecida Costo: alto costo de los componentes Tipo de catalizador: catalizador noble Corrosión: ambiente ácido. Durabilidad: comparativamente baja Pila: debajo del rango de MW Membrana: limitada y costosa. La comercialización es a corto plazo.

2.2.3. Costos de producción de hidrógeno

La figura 2.3 muestra los principales costos de producción de hidrógeno al comparar diversos estudios nacionales (GIZ 2018; Corfo/Tractebel 2018) e internacionales (CSIRO 2018; FCH-JU, 2017; Agora 2018) ajustando el factor de planta al 30%. Se considera como costos del proceso los costos de inversión, operación, capital, vida útil del sistema, eficiencia del proceso, etc. [9].

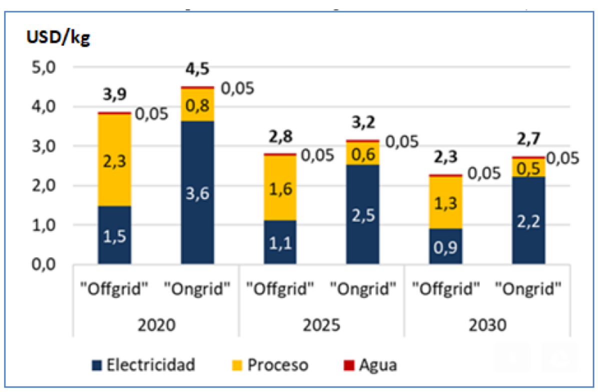


Figura 2.3: Costos de producción de hidrógeno mediante electrólisis con insumos. Valores ajustados a un factor de planta del 30%.

Se observa que proyectos "*offgrid*" presentan los menores costos y estos disminuyen en los próximos años, en el presente año 2020 el costo es cercano a los 4 USD/kg_{H_2} . demás el costo del agua es muy inferior en comparación a los costos de electricidad y de proceso.

Para producir 1 kg de hidrógeno se necesitan alrededor de 9 litros de agua y 39,7 kWh de energía renovable, la cual puede ser liberada a través de diferentes procesos, por ejemplo, la quema de hidrógeno y oxígeno en una turbina de gas.

2.3. Hidrógeno líquido, proceso de licuefacción

El hidrógeno líquido se puede obtener a partir de la licuefacción de este. Licuefacción es el proceso de pasar gas a líquido mediante la modificación de condiciones de presión y temperatura. Este proceso utiliza una combinación de intercambiadores de calor, compresores, válvulas de expansión, para lograr el enfriamiento necesario y produciendo algo de líquido. El líquido se elimina y el gas enfriado se devuelve al compresor a través de los intercambiadores de calor [1].

Los ciclos de licuefacción de hidrógeno se dividen en dos grupos principales: estos son el ciclo de licuefacción de *Claude* y el ciclo de licuefacción de *Linde-Hampson*. Hay algunas diferencias principales entre estos dos ciclos, el primer ciclo utiliza expansores para el proceso de expansión y el último ciclo utiliza válvulas de expansión. La elección de un ciclo termodinámico particular depende del tamaño proyectado de la planta, el nivel de tecnología disponible, el costo del equipo y, principalmente, la eficiencia del ciclo [11].

Es importante destacar los estados del hidrógeno antes y después de la licuefacción:

- Estado inicial: $T(K) = 298{,}2 \; P(kPa) = 100$
- Estado final: $T(K) = 20 \; P(kPa) = 100$

2.3.1. Ciclo *Linde-Hampson*

El ciclo de licuefacción más sencillo es el ciclo de *Linde-Hampson* o ciclo de expansión de *Joule-Thompson* (ver figura 2.4).

El gas primero sufre una compresión isotérmica, a temperatura ambiente, $1 \rightarrow 2$, después un enfriamiento a presión constante en un intercambiador de calor, $2 \rightarrow 3$, y finalmente una expansión isentálpica, $3 \rightarrow 4$ y $4 \rightarrow 5$. En este último proceso parte del gas se licua y el resto es recirculado por el intercambiador de calor, y vuelta al compresor para cerrar el ciclo $5 \rightarrow 1$ [6].

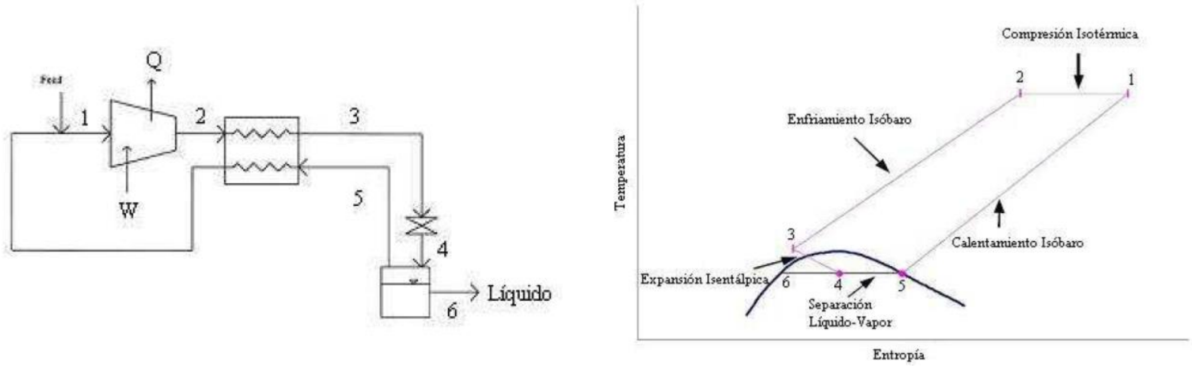


Figura 2.4: Diagrama de flujo y gráfico temperatura-entropía ciclo *Linde-Hampson* [6].

El ciclo de *Linde-Hampson* funciona en gases, como el nitrógeno, que se enfrían al expansionarse a temperatura ambiente. Sin embargo, el hidrógeno, se calienta al expansionarse a temperatura ambiente. Para enfriar el hidrógeno gaseoso en la expansión, su temperatura debe ser menor que su temperatura de inversión, que es $202K$ $(-95ºC)$. Para alcanzar dicha temperatura de inversión, los procesos modernos de licuación utilizan nitrógeno líquido para preenfriar el hidrógeno gaseoso hasta una temperatura inferior a $78K$ $(-319ºC)$ antes de la primera expansión de la válvula (Ciclo *Linde-Hampson* con preenfriamiento). El nitrógeno gaseoso es reciclado en un ciclo continuo de refrigeración (ver figura 2.5) [6].

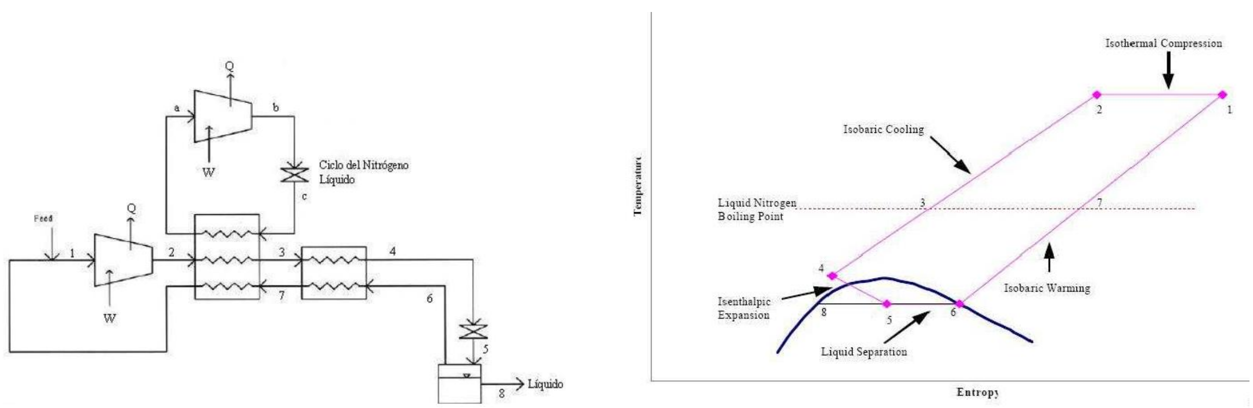


Figura 2.5: Diagrama de flujo y gráfico temperatura-entropía ciclo *Linde-Hampson* con preenfriamiento [6].

2.3.2. Ciclo *Claude*

La mayoría de los procesos de licuefacción de hidrógeno a gran escala se basan en el ciclo de *Claude*, como se ilustra en la figura 2.5, donde el hidrógeno es tanto el producto como el fluido de trabajo. Uno o más intercambiadores de calor reducen la temperatura del fluido de trabajo y una válvula Joule-Thomson lleva el fluido al régimen de dos fases cuando el líquido saturado se elimina del ciclo. La entrada de gas en el extremo cálido mantiene una masa constante de hidrógeno en el sistema. Las modificaciones del ciclo de *Claude* incluyen la adición de un segundo compresor, donde el primero comprime hidrógeno de presiones bajas a medias y el segundo comprime de

presiones medias a altas. En este caso, el expansor opera entre presiones medias y bajas, proporcionando enfriamiento adicional al gas a alta presión a través de su escape. Las variaciones de este sistema a menudo se usan en plantas de licuefacción de hidrógeno a gran escala, combinadas con preenfriamiento de nitrógeno, catalizadores de conversión de orto-para múltiples y, típicamente, dos o tres expansores [10].

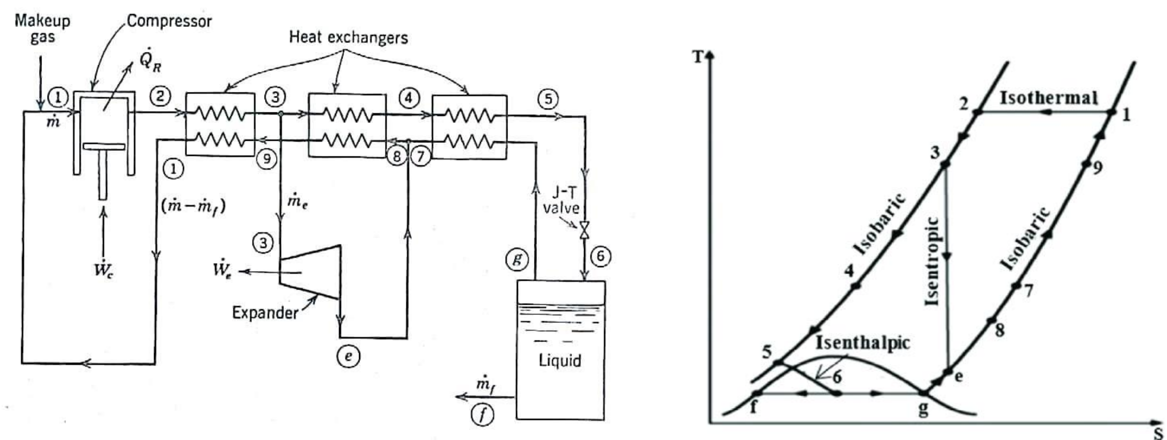


Figura 2.6: Diagrama de flujo y gráfico temperatura-entropía ciclo *Claude*.

El ciclo de licuefacción de *Linde-Hampson* genera más consumo de energía respecto al ciclo de licuefacción de *Claude*. Por otro lado, el ciclo de licuefacción de *Linde-Hampson* tiene un bajo costo de equipo total [11].

2.4. Hidrógeno gaseoso, proceso de compresión

Cuando el hidrógeno se utiliza en forma gaseosa, generalmente debe comprimirse a una presión elevada, un proceso que requiere trabajo en el gas. Sin embargo, el cálculo preciso del trabajo de compresión de hidrógeno requiere el conocimiento de una ecuación de estado apropiada y de una ecuación calorífica, información que no está ampliamente disponible. Para simplificar los cálculos, muchos investigadores consideran la compresión de hidrógeno como un proceso isentrópico (adiabático), es decir, suponen que durante la compresión no hay intercambio de calor entre el compresor y el medio ambiente y el proceso es reversible. Sin embargo, se pueden inducir errores significativos al considerar que el hidrógeno se comporta como un gas ideal a alta presión [12].

Según la termodinámica, la forma real de compresión suele estar entre las condiciones teóricas de compresión isotérmica y compresión isentrópica, que representan un límite inferior y superior del trabajo de compresión respectivamente. En aplicaciones prácticas, la compresión del hidrógeno no es ni isotérmica, ni isentrópica, ni adiabática. El trabajo real de compresión se encuentra entre las predicciones de los dos supuestos antes mencionados. Este proceso se aborda mejor mediante termodinámica utilizando una ruta politrópica reversible.

El enfriamiento simultáneo mientras se comprime el gas ayuda a reducir el trabajo requerido para la compresión. Esto se debe a que la refrigeración conlleva ventajas como un aumento de la eficiencia volumétrica del compresor. Por lo tanto, la compresión de múltiples etapas es más efectiva que la compresión de una sola etapa, ya que el gas se puede enfriar entre etapas utilizando un *intercooler*. Para que el *intercooling* sea perfecto, el gas debe enfriarse a su temperatura inicial después de cada etapa. El siguiente gráfico 2.2 presenta la compresión multietapas del hidrógeno en función del trabajo eléctrico requerido [13].

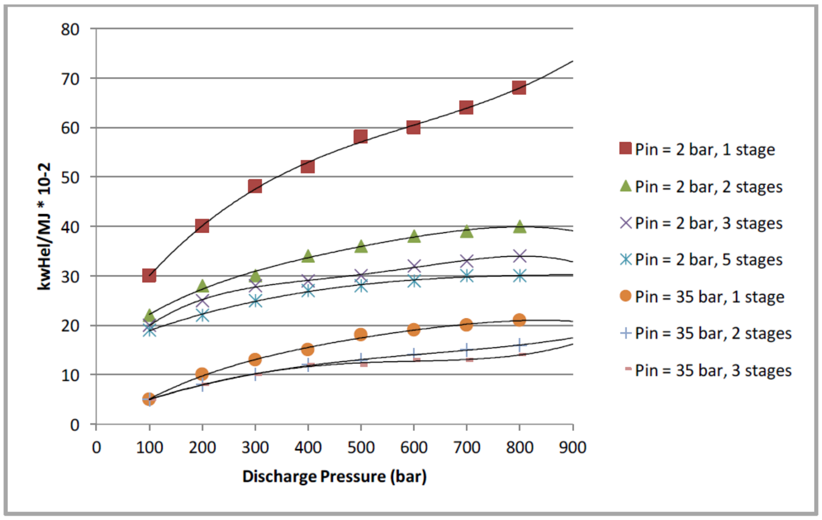


Gráfico 2.2: Trabajo eléctrico requerido para compresión de hidrógeno en multietapas. Se asume temperatura ideal de *intercooling* 25°C.

En el gráfico 2.2 se observa que el trabajo eléctrico requerido se reduce a medida que aumenta el número de etapas. También se puede observar que la presión de aspiración inicial tiene un gran impacto en el trabajo de compresión.

2.5. Almacenamiento de hidrógeno

2.5.1. Almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico LH_2

El hidrógeno en forma líquida tiene una densidad de energía considerablemente más alta que en su forma gaseosa, por lo que es un medio de almacenamiento atractivo. Esta tecnología de almacenamiento de hidrógeno es bastante efectiva, pero tiene desventajas, principalmente la energía requerida para licuar el gas y el estricto control necesario sobre la estabilidad de la temperatura del contenedor para evitar cualquier riesgo de sobrepresión. También requiere recipientes criogénicos y sufre pérdidas de hidrógeno a través de la evaporación de los recipientes, particularmente los más pequeños (tienen una mayor relación superficie/volumen que los recipientes grandes, por lo tanto, mayores pérdidas de hidrógeno).

Los recipientes criogénicos utilizados para almacenar hidrógeno líquido son recipientes metálicos de doble pared con aislamiento, intercalados entre las paredes. Para minimizar, si no eliminar, las pérdidas térmicas, los efectos de la radiación térmica, la convección y la conducción térmica deben tenerse en cuenta al diseñar los recipientes (ver figura 2.7) [12]. El recipiente interno que contiene el hidrógeno criogénico está aislado con un material de varias capas con separadores entre cada capa que actúan como barreras térmicas. Este recipiente interno se monta dentro del recipiente externo por medio de accesorios internos especialmente diseñados. El volumen resultante entre los dos recipientes se evacua para evitar posibles fugas de calor por convección térmica.

El almacenamiento criogénico debido a la baja presión de trabajo en comparación con los sistemas de almacenamiento de alta presión tiene un gran potencial para reducir el peso mediante el uso de nuevos materiales compuestos con un rendimiento mejorado. Con tales sistemas, se puede lograr una masa de almacenamiento de energía específica similar a los estanques de combustible convencionales. A pesar de que hay mucha precaución en la parte de diseño de estos estanques de almacenamiento para garantizar la protección contra la entrada de calor no deseada, los líquidos criogénicos y, por lo tanto, el hidrógeno se evapora ("hierve") debido al impacto del calor en el sistema del estanque. Este fenómeno no se puede evitar, sino que solo se minimiza.

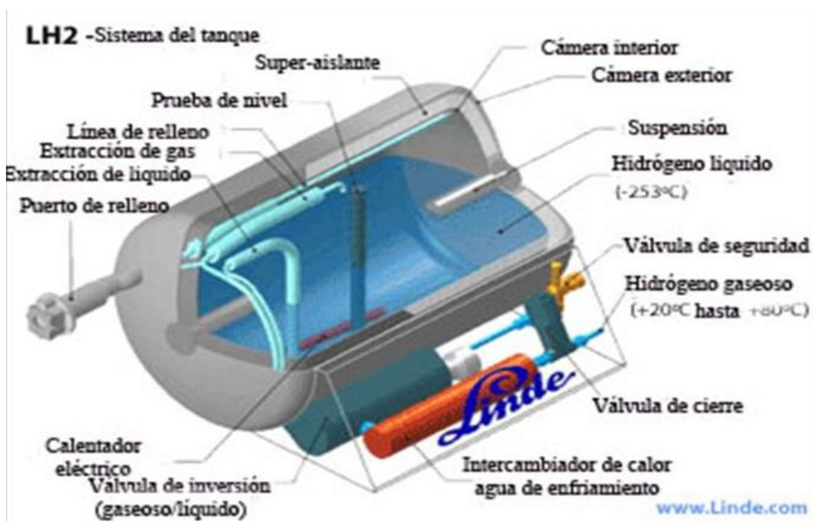


Figura 2.7: Representación esquemática de un vaso criogénico, diseño y componentes (Referencia: Linde AG).

2.5.2. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido CGH_2

Esta es una de las tecnologías de almacenamiento más simples, más comunes y eficientes en uso. El hidrógeno a alta presión se almacena en estanques de paredes gruesas (principalmente de forma cilíndrica o cuasi-conformable) hechos de materiales de alta resistencia para garantizar su durabilidad. El diseño del estanque de almacenamiento, que se basa en enfoques de ingeniería deterministas clásicos, aún no está optimizado: los estanques en realidad están sobredimensionados; existe un uso ineficiente del material y una evaluación bastante pobre de la

vida útil del recipiente a presión [12]. De acuerdo con el Proyecto Europeo Integrado de Hidrógeno EIHP, que lidera el desarrollo de estándares regulatorios globales para pruebas de hidrógeno, certificación de componentes y sistemas de infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno, los recipientes de almacenamiento de hidrógeno y gas comprimido pueden clasificarse en cuatro tipos como:

- Tipo I: todo cilindro de metal
- Tipo II: aro de revestimiento metálico de carga envuelto con filamento continúo impregnado de resina
- Tipo III: revestimiento de metal sin carga axial y aro envuelto con filamento continúo impregnado de resina
- Tipo IV: forro no metálico no portador de carga axial y aro envuelto con filamento continúo impregnado de resina.

El sistema de almacenamiento liviano más avanzado para el caso de gas comprimido consiste en un recipiente, que en realidad es un estanque compuesto avanzado que utiliza un revestimiento axial y aro metálico (Tipo III) o plástico (Tipo IV) sin soporte de carga, envuelto con resina impregnada continua filamentos (ver figura 2.8). Estos recipientes a presión están atrayendo la mayor parte del interés de la comunidad científica. Su estructura se basa en dos componentes fundamentales: el revestimiento, esencialmente una barrera para la permeación de hidrógeno y la estructura compuesta que garantiza la integridad mecánica del estanque.

La investigación se dirige al desarrollo de nuevas metodologías para el diseño de confiabilidad y la calificación de seguridad de estos sistemas de almacenamiento de alta presión, es decir estanques con formas complejas, uso óptimo de materiales y de alto nivel de seguridad.

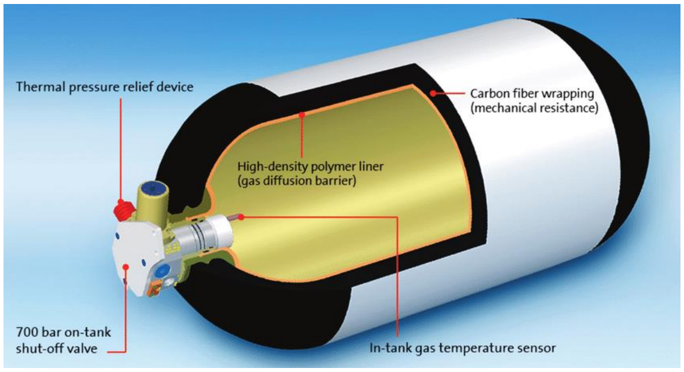


Figura 2.8: Sistema de almacenamiento de hidrógeno comprimido.

2.6. Energía solar en Chile

La energía solar es una energía renovable que utiliza la radiación electromagnética proveniente del sol. La cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo ($kWh\ /\ m^2$ al día) corresponde al principal criterio para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar.

La zona norte de Chile posee la mayor incidencia solar del mundo, principalmente en el desierto de Atacama y zonas próximas. [14]

2.6.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica convierte la radiación global horizontal en energía eléctrica mediante un dispositivo conformado por materiales semiconductores llamados celdas fotovoltaicas. La radiación global es la suma de la radiación directa y la difusa. Las celdas fotovoltaicas están compuestas por dos capas semiconductoras la superior se llama tipo n y la interior tipo p. El semiconductor tipo n es el encargado de absorber los fotones incidentes y liberar electrones libres que luego viajan al semiconductor tipo p, lo cual genera un campo eléctrico. Los paneles solares están conformados por distintas configuraciones celdas fotovoltaicas unidas en serie y paralelo.

La producción eléctrica está directamente relacionada a la radiación solar y ésta por naturaleza posee fluctuaciones diarias y anuales, en consecuencia, la generación fotovoltaica es intermitente. La intermitencia puede ser amortiguada mediante el uso de almacenamiento, en el caso de la energía fotovoltaica lo más común son las baterías, aunque no se utilizan generalmente en proyectos a grandes escalas debido a grandes costos de adquisición y mantención, corto ciclo de vida, degradación y problemas de descarga.

Por otra parte, la tecnología fotovoltaica ha tenido un gran desarrollo en los últimos años, sus costos de mercado han disminuido drásticamente acercándose a los costos de la generación convencional, además al ser una generación modular es fácil de escalar y estimar. Algunas desventajas para este tipo de generación a grandes escalas es que se requiere de grandes superficies y sus principales pérdidas son por suciedad, sombra y por diferencias de temperaturas.

2.6.2. Energía solar para producción de hidrógeno

En Chile la producción de hidrógeno se realiza a partir de gas natural para abastecer principalmente las necesidades de la industria de refinación de combustibles derivados de petróleo y en menor medida se distribuye para la industria alimenticia y algunos procesos químicos para la creación de atmósferas controladas.

El mercado nacional de hidrógeno puede evolucionar migrando de una producción basada en combustibles fósiles a una basada en energía renovable que haga más atractiva la aplicación del hidrógeno como vector energético y que permita un desarrollo de infraestructura con dicho propósito, además esto puede darse mediante plantas piloto destinadas a abastecer proyectos específicos de aplicaciones prototipo como es el caso del uso de hidrógeno como combustible en camiones mineros.

2.6.3. Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las áreas de generación, transmisión y distribución, cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del país. La interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores se denomina sistema eléctrico:

Generación: sector que tiene como función la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías tales como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras.

Transmisión: sector que tiene como función la transmisión, en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.

Distribución: sector que tiene como función el distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende.

En Chile las actividades antes descritas son desarrolladas por completo por empresas privadas, las que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de estos sectores. De esta manera, los sectores de transmisión y distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados, por la característica de monopolio que tienen ambos sectores, por otra parte, la generación lo hace bajo reglas de libre competencia.

El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes, Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Sistema de Aysén (SEA) y Sistema de Magallanes (SEM). [15]

Los generadores se enfrentan esencialmente a dos mercados para su venta de energía: el mercado de contratos con grandes clientes o empresas distribuidoras y el mercado marginal (denominado mercado spot), donde los generadores intercambian energías excedentarias o deficitarias al CMg (costo marginal) horario.

2.6.3.1. Mercado spot

Este consiste en la compraventa de energía al costo marginal de corto plazo resultante de efectuar el despacho económico de las unidades generadoras disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un período dado.

2.6.3.2. Mercado de contratos

Empresas generadoras le venden energía directamente a consumidores, en estos destacan 3 grupos importantes: Consumidores libres (ej.- mineras), empresas reguladoras (ej.- Enel) y clientes regulados (ej.- casas particulares).

2.6.4. Coordinador Eléctrico Nacional

El Coordinador Eléctrico Nacional es un organismo técnico e independiente, autónomo, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. Encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí.

2.6.5. Conceptos relevantes

Es necesario tener conocimiento de los siguientes conceptos y sus unidades de medición:

- Radiación solar: Energía emitida desde una fuente, en este caso del sol. Esta puede ser directa (proviene directamente del sol), difusa (radiación dispersa en la atmósfera o global (suma de la directa y difusa).
- Irradiancia solar: Potencia de radiación solar por unidad de superficie $[W/m^2]$.
- Irradiación solar: Energía solar acumulada (durante un tiempo) por unidad de superficie $[Wh/m^2]$.
- Insolación: Energía solar acumulada durante un día completo.
- Efecto sombra: es la sombra que puede provocar un panel sobre el otro, esto debido a la inclinación de este y la topografía del terreno.
- Líneas de transmisión y subestaciones: las líneas de transmisión son un conjunto de cables y transformadores que permiten la transmisión de energía eléctrica para un lugar. Las subestaciones son las que permiten conectar la energía generada de las centrales a las líneas de transmisión, modificando el voltaje y la frecuencia de la fuente.
- Factor de Planta: Es el cociente entre la energía real generada por una central eléctrica en un año y la energía si hubiera trabajado sin parar a máxima potencia en el mismo periodo.
- *On-grid*: sistema de energía solar conectado a la red. El usuario puede obtener su electricidad tanto de la producción de los paneles solares como de la empresa de electricidad. Durante las noches, cuando los paneles no producen energía, se tiene el respaldo de la red. Este tipo de sistema suele llevar un contador bidireccional en caso de que se desee inyectar electricidad a la red.
- *Off-grid*: sistema de energía solar no conectado a la red. Esto quiere decir que cuando los paneles no generan electricidad no se tiene un respaldo, salvo que cuente con baterías.

3. Metodología

A continuación, se detalla la metodología a utilizar para lograr los objetivos planteados para el trabajo (ver figura 3.1):

En primer lugar, se evalúa la escala del proyecto para poder determinar el requerimiento solar necesario para la producción de hidrógeno.

Conforme se determine este valor, se dimensiona una planta fotovoltaica que proveerá de energía eléctrica a una planta de electrólisis. Así se obtendrá hidrógeno a partir de una fuente renovable (hidrógeno verde).

Con el hidrógeno obtenido, se definen diferentes ciclos termodinámicos de licuefacción y compresión, se presentan las plantas respectivas. En esta etapa, se utiliza el software *Engineering Equation Solver* EES, para resolver los balances de materia y energía correspondientes.

Con estos resultados, se proponen unidades de almacenamiento para hidrógeno líquido criogénico LH_2 y para hidrógeno gaseoso comprimido CGH_2.

Finalmente se desarrollará ingeniería básica de todo el proyecto y un análisis económico comparativo entre ambas opciones.

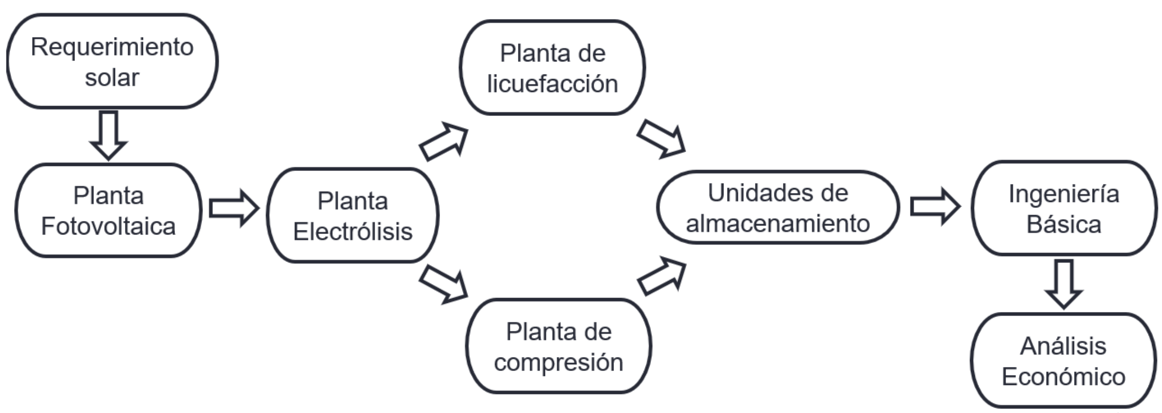


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología del trabajo a realizar.

4. Escala del proyecto

En primer lugar, se estudian los proyectos existentes de producción de hidrógeno, Así, se logra tener una idea de la escala que se puede alcanzar.

Uno de los proyectos más importantes corresponde al electrolizador de *Wind2Gas Energy* en Brunsbuttel, Alemania, que comenzó su funcionamiento en el año 2019. Es uno de los proyectos de mayor producción de hidrógeno realizados en el último tiempo. Este electrolizador, fabricado por *Hydrogenics* modelo *HyLYZER®-400-30* (ver figura 4.1), de tecnología PEM, posee un input de energía de 15 MW provenientes de una planta eólica (ver figura 4.2), y un output de 2,4 MW de hidrógeno gaseoso, que equivalen a $450\ Nm^3/h\ \approx 40{,}5\ kg_{H_2}/h$ aproximadamente.

Con esta referencia en mente, se evaluará realizar un proyecto de similares características de producción de hidrógeno en Chile, donde se seleccionará un electrolizador a gran escala que ofrezca el mercado. El input de energía final (en este caso fotovoltaica), se definirá en base al electrolizador y también a los equipos de licuefacción - compresión de hidrogeno a utilizar, de esta forma abastecer de electricidad a todo el sistema con recursos renovables.



Figura 4.1: Electrolizador *Hydrogenics* de Wind2Gas, 2019.



Figura 4.2: Planta eólica en Brunsbuttel, Alemania.

5. Planta Fotovoltaica

En esta sección se estudian los recursos energéticos de la Región de Antofagasta. Posteriormente, se compararán cinco opciones de terrenos donde se realizará un análisis detallado de diferentes factores influyentes al momento de construir una planta fotovoltaica de energía solar, de esta forma se logra justificar la elección final y además obtener datos de suma relevancia para los análisis posteriores (tecnologías, proyecciones y económico).

5.1. Antecedentes de recursos energéticos en la Región de Antofagasta, Chile

La Región de Antofagasta se ubica en la zona norte de Chile, posee 3 provincias, 9 comunas, tiene una superficie de $126.049\ km^2$ y posee una población de 344.294 habitantes. Posee un consumo eléctrico residencial por cliente de $202\ kWh/mes$ [16].

Los principales recursos energéticos de la zona corresponden a solar, geotérmica, eólica, carbón, Diesel, Gas Natural, donde sus ubicaciones se presentan en la figura 5.1.

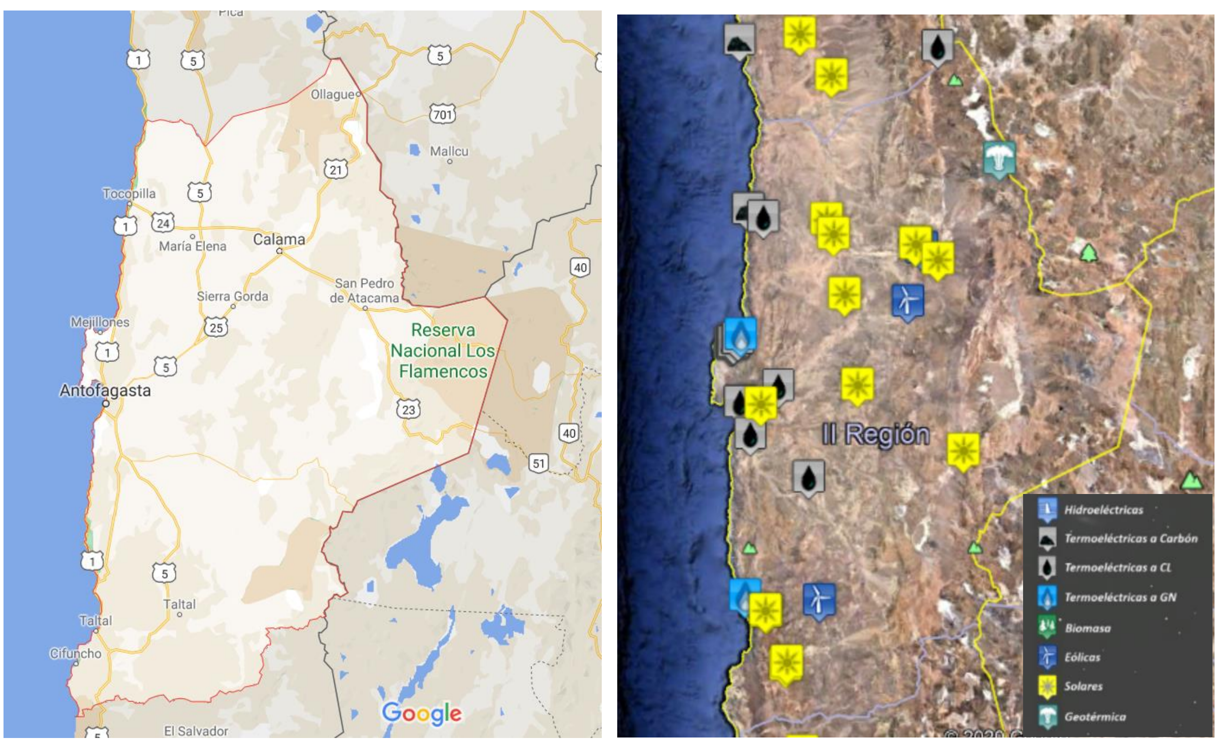


Figura 5.1: A la izquierda mapa región de Antofagasta. A la derecha mapa con ubicación de recursos energéticos, solar, geotérmica, eólica, carbón, Diesel, Gas Natural.

En la tabla 5.1 muestra en detalle las centrales solares operativas, junto con sus respectivos propietarios y la potencia que generan. Se observa que el total de potencia solar operativa, en la región de Antofagasta, es de $721{,}5\ [MW]$.

Tabla 5.1: Potencia solar, centrales operativas, Fuente Google Earth.

Central Solar Operativa	Propietario	Potencia [MW]
394_María Elena FV	Generación Solar	68
399_Parque Solar Finis Terrae	EGP Sur	138
480_Calama Solar I	Calama Solar I	9
400_Solar Jama	Planta Solar San Pedro III	52.65
490_Cerro Dominador	Atacama Generación Chile	100
456_FV Bolero	Helio Atacama Tres	138,2
455_Uribe Solar	Fotovoltaica Norte Grande 5	52,8
374_Andes Solar	Aes Gener	22
284_Lalackama	Eléctrica Panguipulli	55
344_Lalackama 2	Eléctrica Panguipulli	16,5
332_Pampa Solar Norte	Parque Eólico Renaico	69,39
Total, Potencia Solar Región Antofagasta		**721,5**

En la tabla 5.2 muestra las centrales operativas de otros recursos energéticos (como geotérmica, eólica, carbón, Diesel, Gas Natural), junto con sus respectivos propietarios y la potencia que generan. Se observa que el total de potencia operativa de estos tipos de recursos energéticos, en la región de Antofagasta, es de $4.669{,}638\ [MW]$.

Tabla 5.2: Potencia otros recursos energéticos, centrales operativas, Fuente Google Earth.

Tipo Central	Nombre	Propietario	Potencia [MW]
Geotérmica	464_Cerro Pabellón	Empresa Geotérmica del Norte S.A.	44,91
Termoeléctrica Diesel	383_Tamaya	Engie	103,68
Termoeléctrica Diesel - Carbón - Petcoke - Gas Natural	387_Tocopilla	Engie	708,54
Eólica	406Eólica Valle de Los Vientos	Valle de Los Vientos	90
Eólica	454_Parque Eólico Sierra Gorda Este	EGP Sur	112
Termoeléctrica Carbón	379_Cochrane	Cochrane	549,719
Termoeléctrica Carbón	377_Angamos	Angamos	558,2
Termoeléctrica Carbón	488_IEM	Engie	376,96
Termoeléctrica Carbón	376_Termoeléctrica Andina	Andina	177
Termoeléctrica Carbón	395_Termoeléctrica Hornitos	Hornitos	177,54
Termoeléctrica Carbón	386_Mejillones	Engie	579,162
Termoeléctrica Gas Natural - Diesel	393_Atacama	Gas Atacama	732,115
Termoeléctrica Carbón	397_Planta de Ácido Sulfúrico Mejillones	Noracid	24,36
Termoeléctrica Diesel	388_Diesel Enaex	Enaex	2,681
Termoeléctrica Diesel - PC N 6	391_Mantos Blancos	Minera Mantos Blancos	25,527
Termoeléctrica Diesel	Diesel Salar	Codelco Chile	60
Termoeléctrica Diesel	392_Inacal	Incal S.A.	6,202
Termoeléctrica Diesel	398_Diesel Aguas Blancas	On Group SING	1,827
Termoeléctrica Gas Natural	133_Taltal	Enel Generación	240,14
Eólica	283_Eólica Taltal	Parque Eólico Taltal	99,075
Total, Potencia Otros Recursos Energéticos			**4.669,638**

Las empresas generadoras que contaminan deben pagar impuesto, en consecuencia, las ERNC poseen un costo marginal menor. El coordinador eléctrico, ente responsable de indicar cuanto genera cada central eléctrica y asegurar suministro de forma eficiente, prioriza la asignación de producción a centrales con energías limpias, como las centrales hidráulicas de pasada, centrales solares, centrales eólicas, y así sucesivamente.

Resumiendo, la capacidad instalada de generación eléctrica en la Región de Antofagasta a la fecha (2020), se observa en la siguiente figura 5.2.

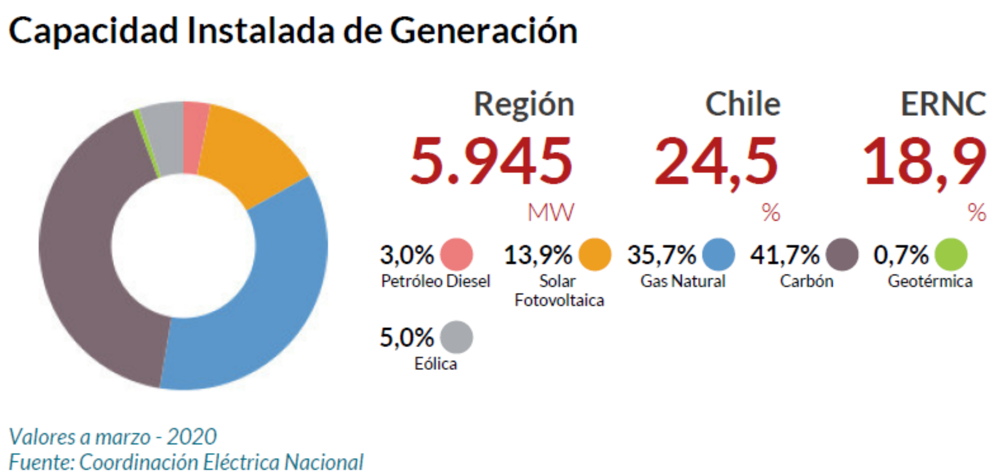


Figura 5.2: Capacidad Instalada de Generación en la Región de Antofagasta, Coordinador Eléctrico Nacional.

Por otra parte, con respecto al balance energético anual, ver gráfico 5.1, se observa gran participación en el mercado de clientes libres con respecto a clientes regulados. Esto se debe a la importante presencia de mineras en la región, quienes son los principales clientes libres de la zona, ver figura 5.3.



Gráfico 5.1: Balance energético anual [GWh].

Clientes Regulados

Empresa	Clientes	%
CGE	191.494	100%
SAESA	1	0%
Total	**191.495**	**100%**

Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles

Clientes Libres

Rubro	Cantidad
Transporte	3
Minero	28
Comercial, Público, Residencial (CPR)	1
S/I	4
Industrial	6
Energético	3
Total	**45**

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Figura 5.3: Principales Clientes Regulados y Libres de la región.

5.2. Ubicación geográfica de puntos de interés

Para poder implementar una planta fotovoltaica en la Región de Antofagasta, se analizan 5 ubicaciones de interés, denominados A, B, C, D y E. En la figura 5.4, se observan los puntos de interés antes mencionados, además de la radiación solar en la zona.

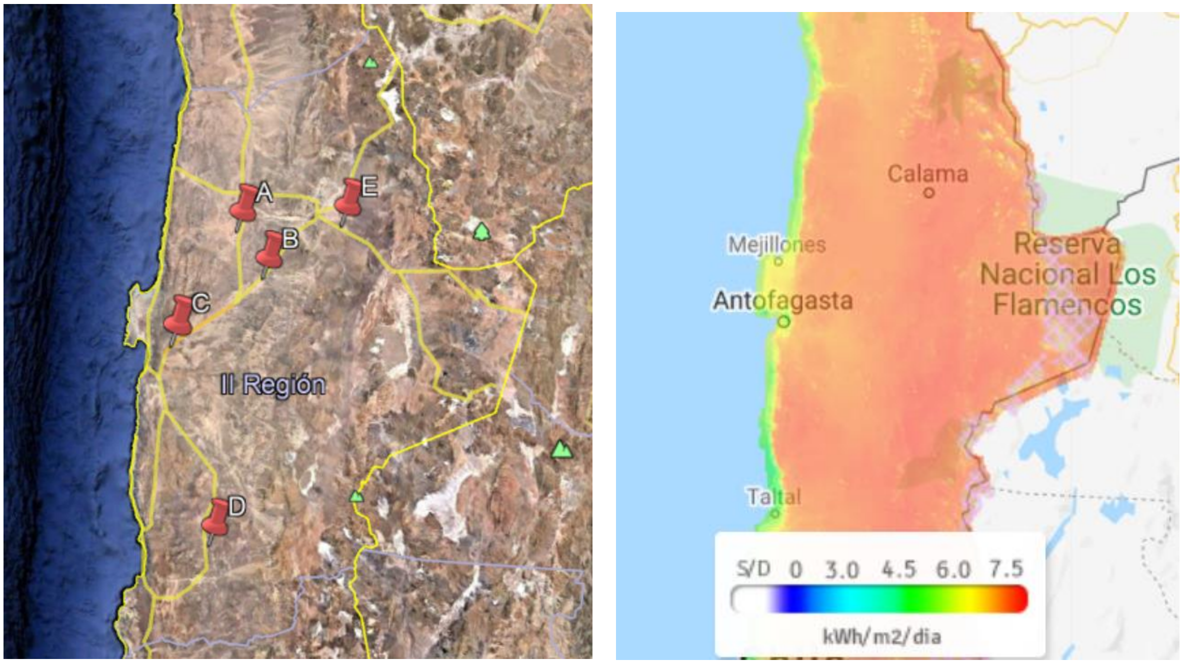


Figura 5.4: A la izquierda mapa con ubicación de los puntos de interés a estudiar, a la derecha mapa de los niveles de radiación solar en la zona. (fuente: Explorador Solar).

En la tabla 5.3, se presentan las ubicaciones precisas de los sitios a estudiar, además de las elevaciones con respecto al nivel del mar. Las figuras 5.5 y 5.6 corresponden a imágenes satelitales de los sitios, junto con las principales líneas de transmisión, esto se realizó mediante un cruce de información entre Google Earth y SIC.

Tabla 5.3: Ubicaciones de los puntos de interés, con respectivas elevaciones.

Ubicación	Latitud	Longitud	Elevación [m.s.n.m.]
A	22°36'21.29"S 22.6059°S	69°37'36.53"O 69.6268°O	1.395
B	22°59'4.34"S 22.9845°S	69°23'31.56"O 69.3921°O	1.502
C	23°32'6.62"S 23.5352°S	70°12'23.32"O 70.2065°O	637
D	25° 8'54.96"S 25.1486°S	69°51'54.03"O 69.8650°O	1.853
E	22°33'30.93"S 22.5586°S	68°42'10.15"O 68.7028°O	2.558

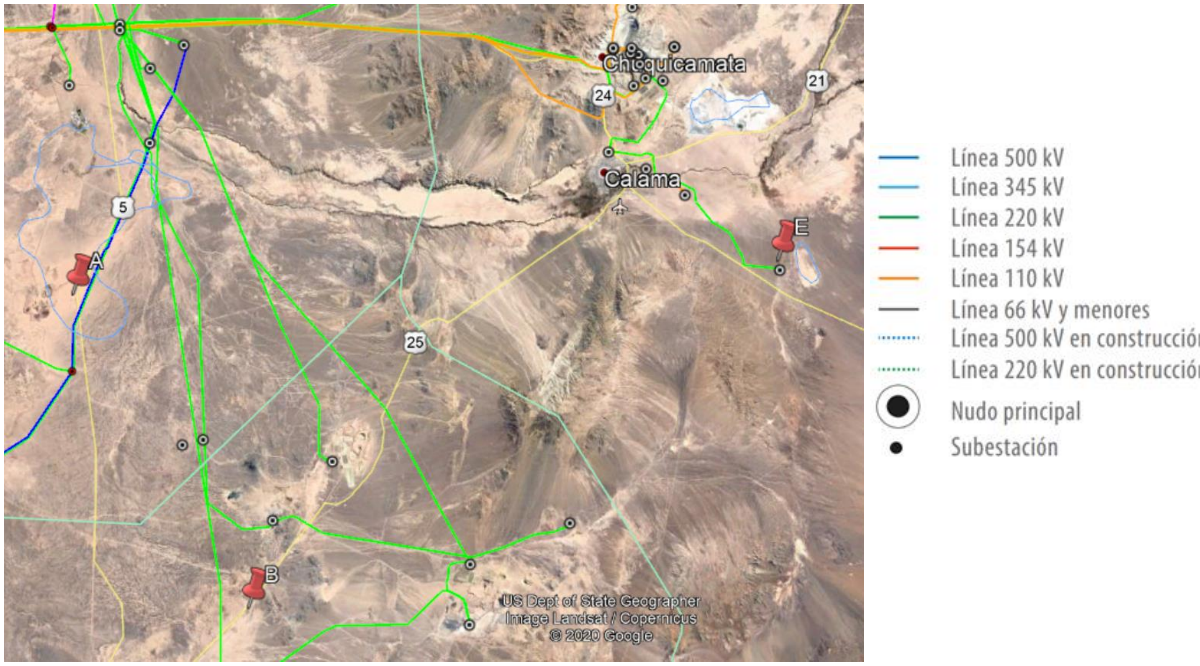


Figura 5.5: Ubicaciones A, B y E, se observan las líneas de transmisión eléctricas, además de las principales rutas en la zona.



Figura 5.6: Ubicaciones C y D, se observan las líneas de transmisión eléctricas, además de las principales rutas en la zona.

5.3. Análisis del recurso solar disponible

Para el análisis del recurso solar de cada zona se utilizará el explorador solar y los datos de que este genere. La información obtenida está basada en la modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmosfera y datos satelitales de alta resolución. Estos datos corresponden a mediciones realizadas entre 1/1/2004 y 30/12/2016.

5.3.1. Potencial de irradiación por ubicación

En los siguientes gráficos se muestra el promedio anual (gráfico 5.2 a), mensual (gráfico 5.2 b), estacional (gráfico 5.2 c) y horario de la irradiancia (gráfico 5.3 d) de las zonas A, B, C, D y E. Además, del ciclo diario de frecuencia de sombras.

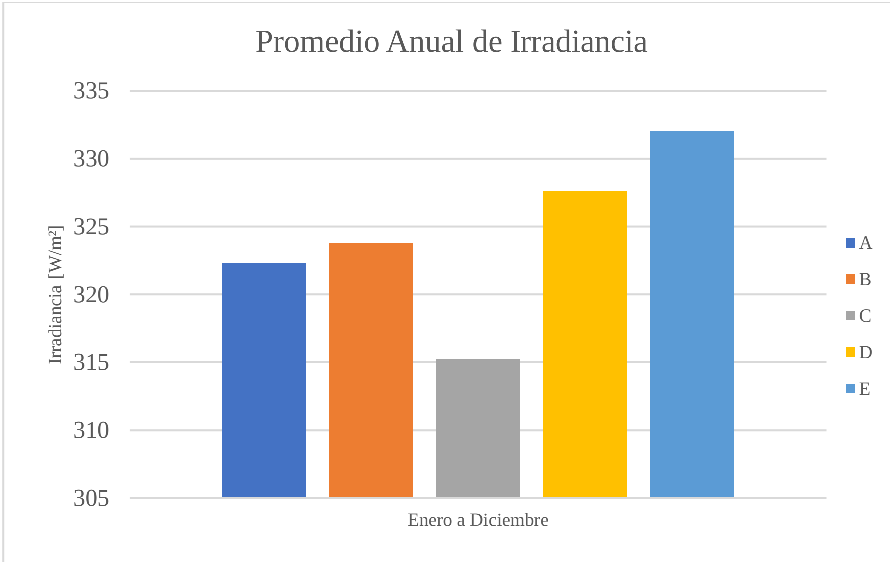


Gráfico 5.2 (a) Promedio Anual

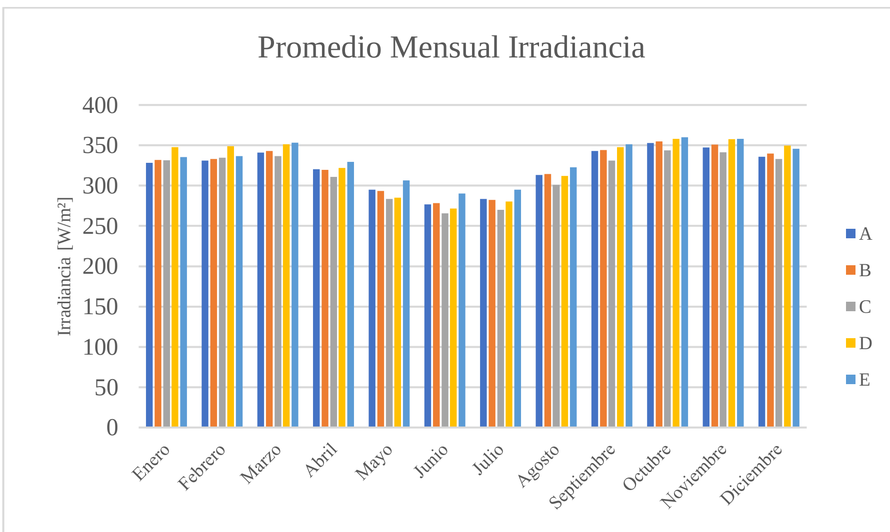


Gráfico 5.2 (b) Promedio Mensual

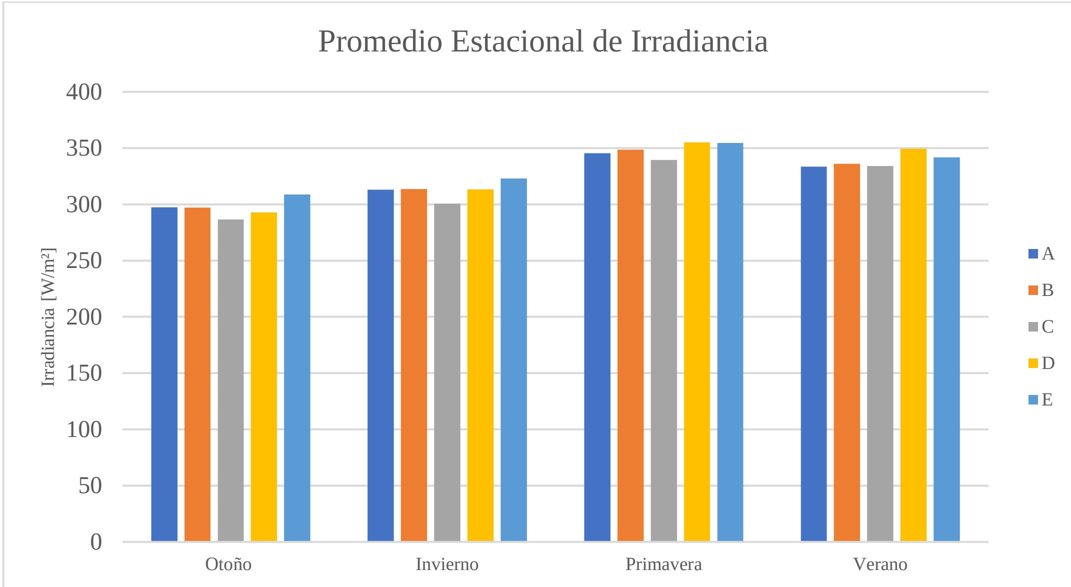


Gráfico 5.2 (c) Promedio Estacional

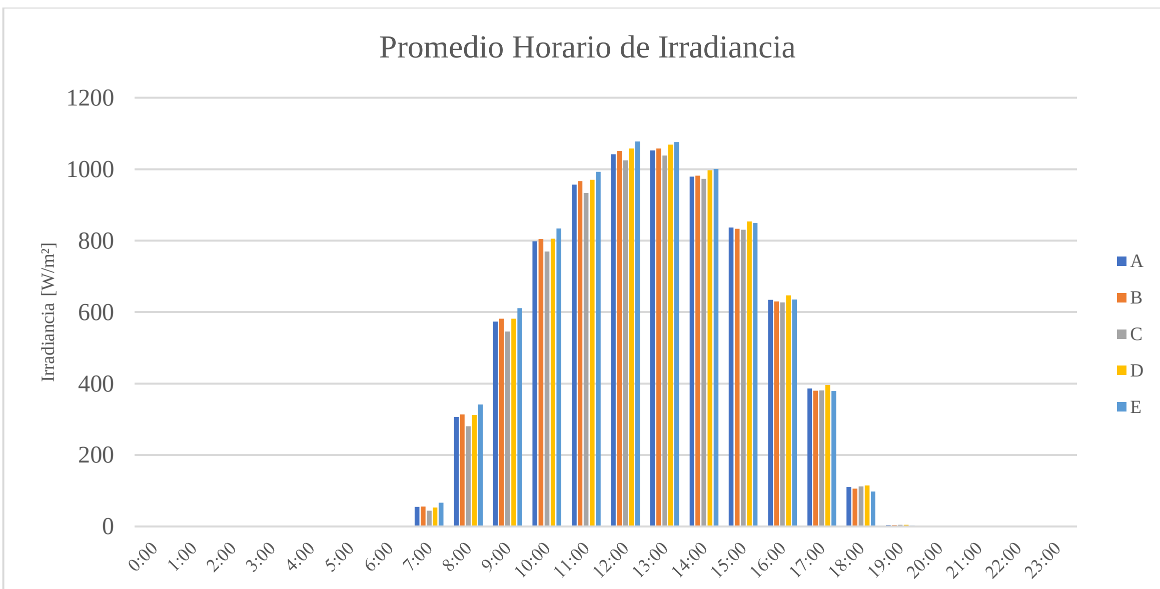


Gráfico 5.2 (d) Promedio horario

Gráfico 5.2: Potencial energético de cada emplazamiento, sub-gráficos (a), (b), (c) y (d).

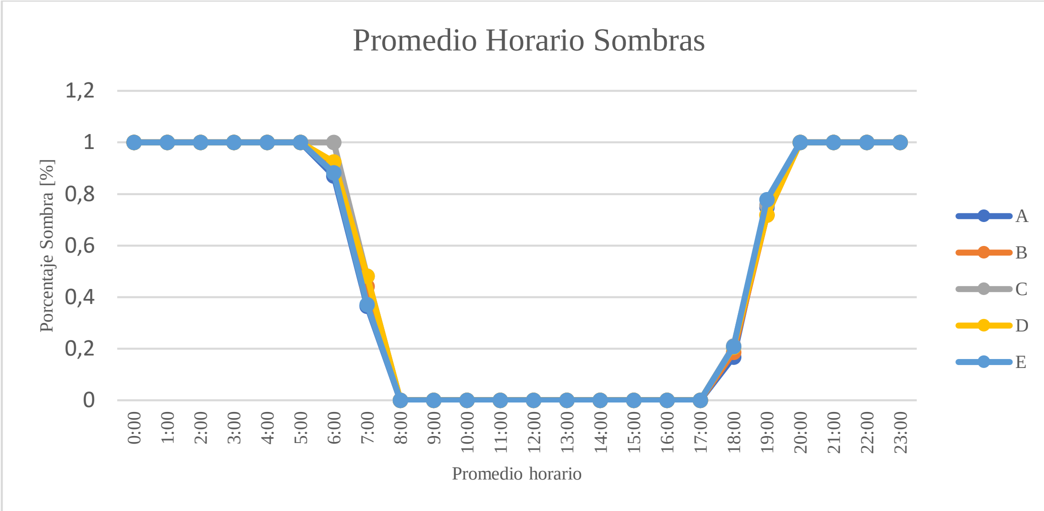


Gráfico 5.3: Promedio de sombras.

Como se puede observar en los sub-gráficos (ver gráfico 5.2) las ubicaciones con mayor irradiancia durante un año son las D y E, ambas con valores promedio mayores a $325\ [W/m^2]$. La potencia para la zona C es la menor de las cinco zonas. Sin embargo, en términos cuantitativos, la irradiancia para cualquiera de las tres es considerablemente buena. En cuanto al gráfico 5.3 se puede ver que no hay sombra en las horas de 8 a 19 hrs. Las cuales se condicen con las horas del día. Por tanto, se deduce que no hay sombras durante el día y solo se tienen las sombras naturales en el periodo de la noche.

El terreno debe tener las características siguientes, no siendo éstas excluyentes:

- Mínimo 10 hectáreas de superficie disponible.
- Terreno agrario o sin aprovechamiento.
- Proximidad de líneas eléctricas de hasta $23kV$ o cerca de subestaciones eléctricas con tensión $23kV$ o menor.
- Escasa visibilidad desde núcleos de población o lugares sensibles al impacto visual.
- No encontrarse en sector inundable ni en área bajo alguna modalidad de protección ambiental, o científica.
- No afección al entorno de monumentos declarados y especialmente sensibles.

El terreno con una instalación solar puede tener un doble uso, así, éste puede ser utilizado para fines agrarios al mismo tiempo que el de la generación eléctrica, asegurándose así un ingreso adicional [17].

5.3.2. Comparación ubicaciones con mejores resultados de irradiación

En la tabla 5.4 se presenta un cuadro resumen comparativo con las características más relevantes para comparar las ubicaciones D y E.

Tabla 5.4: Tabla comparativa, ubicaciones con mejores irradiaciones.

Características del Terreno	**D**	**E**
Área	$25\ [há]$	$23\ [há]$
Distancia subestación más cercana	$11\ [km]$	$1{,}2\ [km]$
Elevación del terreno	$1{,}853\ [km]$	$2{,}558\ [km]$
Δ elevación del terreno	$11[m]$	$5[m]$

Se observa que la zona E se ubica a $1{,}2\ km$ a una subestación, esto es importante por los costos que se ahorrarían en instalación, conexión y eventuales caminos, además de que posee un terreno con baja variación de elevación, en torno a los $5\ m$, esto ahorraría costos de emparejamiento de superficie para la instalación de paneles.

En términos medioambientales la ubicación E es más árida en comparación a la D, que se encuentra en una zona cercana a la costa y con más humedad lo cual podría dificultar el mantenimiento de los paneles.

En consecuencia, debido a lo anteriormente expuesto, se opta por la ubicación E para la instalación de la planta fotovoltaica que abastecerá de energía eléctrica al proyecto.

La energía producida será vendida al sistema, poro que la planta de producción de hidrógeno se ubicará en otro lugar del país, desde este lugar se comprará energía eléctrica. La razón más importante de esta decisión se basa en disminuir los costos de traslado de agua.

5.3.2.1. Ubicación seleccionada: E

La ubicación seleccionada E, cercana a la ciudad de Calama, se observa en la figura 5.7 junto a una fotografía satelital del terreno en la figura 5.8. No se observan reasentamiento de comunidades humanas o alteración significativa, pues el lugar considerado no presenta sistema de vida humana ni costumbres de grupos humanos. Solo se encuentra alrededor, instalaciones industriales que colindan con la zona, por lo que el proyecto no afectará a la calidad de vida de los habitantes.



Figura 5.7: Fotografía de la ubicación E desde la ruta 23 cercana al emplazamiento.



Figura 5.8: Fotografía satelital del terreno seleccionado, obtenida mediante Google Earth.

En el gráfico 5.4 presenta el perfil de elevación del terreno, mientras que las figuras 5.9 y 5.10 corresponden a las ubicaciones de la subestación y línea de transmisión más cercana respectivamente.

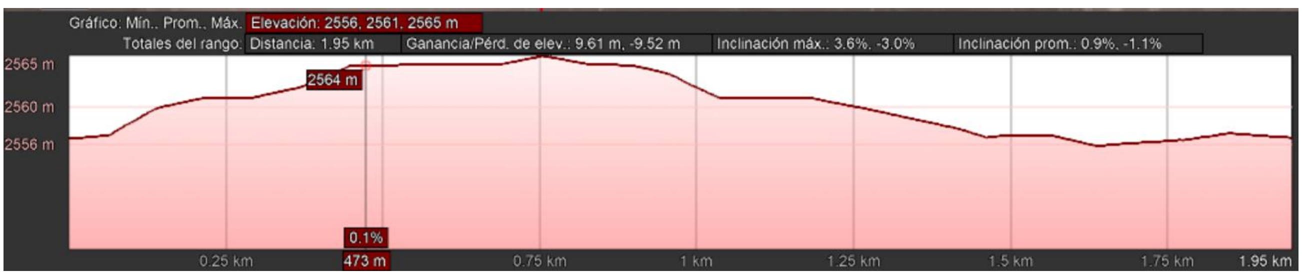


Gráfico 5.4: Perfil de elevación del terreno seleccionado, gráfico obtenido mediante Google Earth.

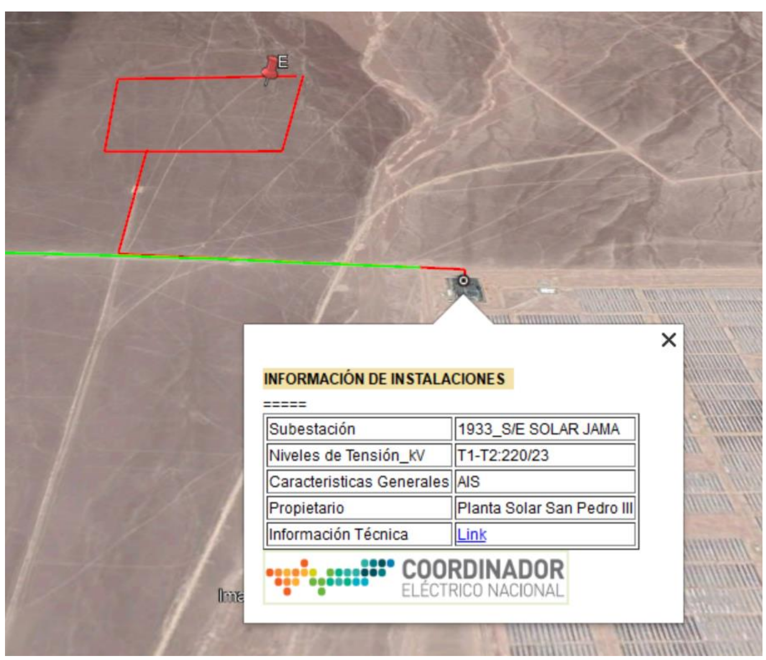


Figura 5.9: Ubicación subestación más cercana al terreno seleccionado.

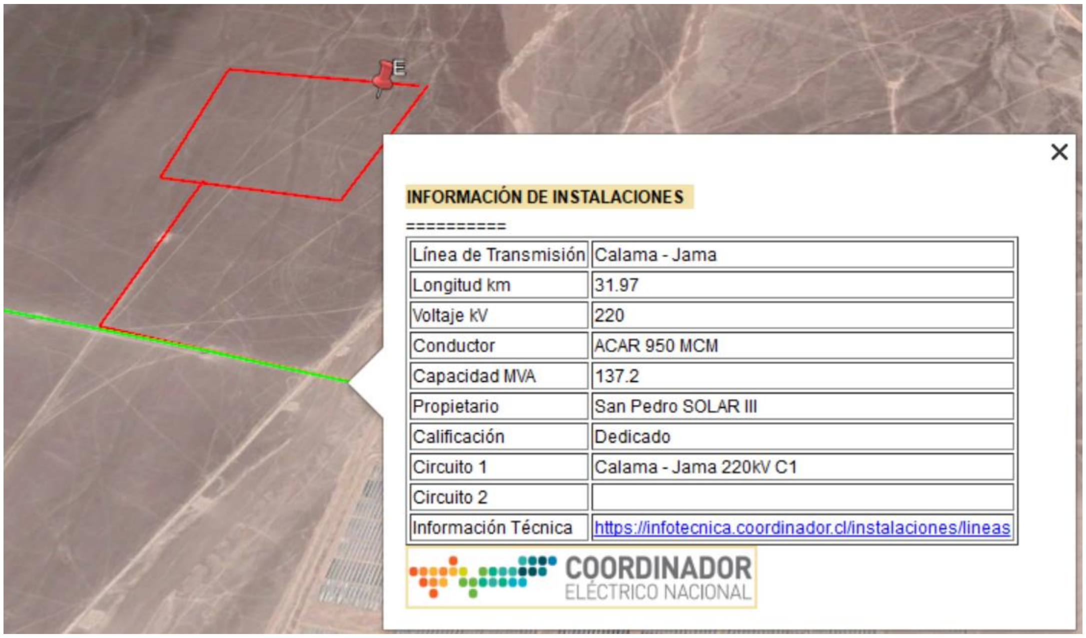


Figura 5.10: Ubicación línea de transmisión más cercana al terreno seleccionado.

Se volverá a abordar la planta fotovoltaica en la etapa de ingeniería básica (sección 9.2.1), en donde se establecerá finalmente la capacidad de la planta, junto con el arreglo fotovoltaico; cantidad de paneles, disposición, etc.

6. Planta Electrólisis de Agua

En esta sección se define la planta de electrolisis en base a la elección de un electrolizador, para la producción de hidrógeno verde.

6.1. Principales proveedores de electrolizadores en el mundo

Los principales proveedores de electrolizadores a nivel mundial se presentan en la figura 6.1. Existe gran oferta de diferentes tipos, tecnologías y capacidades, pero a gran escala el mercado no ofrece muchas opciones.



Figura 6.1: Principales proveedores de electrolizadores en el mundo [18].

6.2. Elección tecnología electrólisis

Al comparar las tecnologías de electrolisis principales, presentadas en la sección 2.2, donde la tecnología alcalina y PEM son las más desarrolladas, se puede destacar que poseen un desempeño similar y su desarrollo actual permite módulos del mismo orden de magnitud. Sin embargo, la tecnología PEM tiene la habilidad para trabajar bajo variaciones de potencia, ya que responde rápidamente a las fluctuaciones en la alimentación de la red. Esto es muy importante al momento de utilizar ERNC, debido a su producción intermitente.

La tecnología alcalina funciona a presión atmosférica, lo que genera la necesidad de compresión mecánica. En cambio, las pilas PEM utiliza modo de operación presurizado, que omite la necesidad de compresión mecánica y consumo de energía asociado [19].

Es importante mencionar que los costos de inversión con la tecnología PEM son mayores a la electrólisis alcalina, $1800\ €/kW$ versus $1400\ €/kW$ respectivamente (ver figura 6.2).

Con respecto a los consumos de energía, para la tecnología alcalina corresponde a $4{,}4\ kWh/Nm^3$ de hidrógeno como consumo nominal de electricidad, basado en nuevas pilas. Para la tecnología PEM, se considera $4{,}9\ kWh/Nm^3$, lo que significa que PEM tiene menos eficiencia y más pérdidas de calor [19]. No obstante, muchos estudios muestran que estos costos de la tecnología PEM disminuirán rápidamente [20], en un lapsus de 15 años disminuye a aproximadamente un 20% de su costo actual [21], además de presentar otras múltiples ventajas, a gran escala PEM posee menor tamaño, la generación de hidrógeno es de alta pureza, no requiere electrolito, etc.

Por lo anterior, y considerando el reciente documento “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” publicado por el gobierno de Chile en noviembre 2020, donde exponen que al 2030 se espera que Chile sea líder productor global de hidrógeno verde por electrólisis con 25 GW, para el presente estudio se optará por utilizar tecnología PEM.

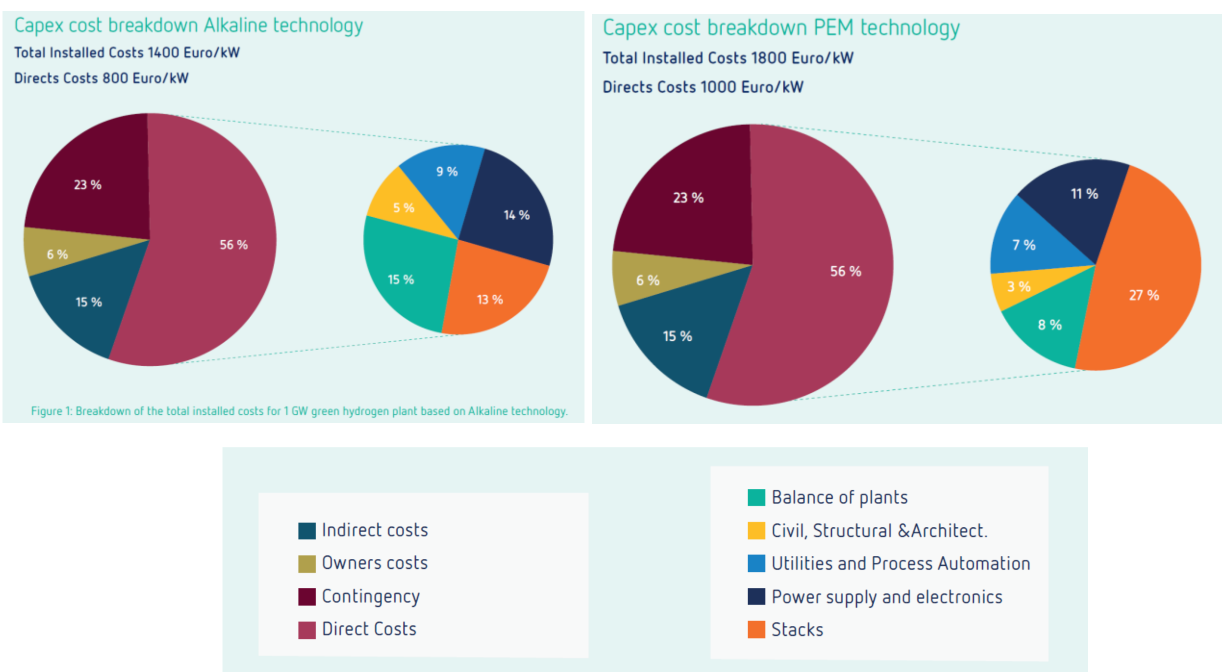


Figura 6.2: Desglose del costo total de instalación CAPEX de una planta de hidrógeno verde de 1 GW basada en tecnología alcalina (izquierda) y PEM (derecha) [22].

6.3. Costos de producción de hidrógeno por electrólisis

Para la elección de un equipo adecuado de producción de hidrógeno, se analizan los principales costos de suministros, como lo son electricidad y agua.

6.3.1. Costos electricidad

Los costos de electricidad para obtener hidrógeno mediante electrolisis de agua son los más elevados de todo el proceso (alrededor de un 40-80% de los costos para la operación de un electrolizador).

Se estima que el costo de energía en el proceso de electrolisis es de 1,48 USD por kilogramo de hidrógeno en el 2020, disminuyendo a 0,92 USD al 2030 [9].

El presente estudio será del tipo "offgrid", es decir un proyecto desconectado de la red eléctrica y exclusivamente alimentado por una planta fotovoltaica, de esta manera, el suministro eléctrico es 100% renovable por lo que se garantiza producción de hidrogeno verde. Por otra parte, los proyectos tipo "ongrid" corresponden a producción de hidrógeno mediante electrolisis de agua con abastecimiento eléctrico de ERNC además de retiros de energía del Sistema Eléctrico Nacional. Si se garantiza que el suministro eléctrico del sistema proviene de energías renovables, podría considerarse como hidrógeno verde.

6.3.2. Costos agua

Muchos estudios informan que el costo de agua como insumo del electrolizador es siempre insignificante [20]. El valor de referencia es 8,9 litros de agua por cada kg de hidrógeno (0,266 l/kWh H2) [Lehmann 2014, p. 87].

En la tabla 6.1 se observa un ejemplo [9] de una planta electrolizadora de 40 MW, junto con los requerimientos de agua necesarios y el hidrogeno producido. Hay que considerar que el factor de planta asociado a proyectos "offgrid" es cercano a 30% y "ongrid" es de 85%.

Tabla 6.1: Requerimientos necesarios e hidrógeno producido [9].

Ejemplo [9]	Factor de planta	Input de H20 anual [m^3]	Output H2 [GWh]
Electrolizador 40 MW	30	18.640	70,1
	85	52.812	198,5

En general, los electrolizadores requieren agua desmineralizada para poder operar, en consecuencia, se debe tener presente el costo asociado. Un ejemplo podría ser suministrar agua desalinizada mediante osmosis inversa, esto tiene un costo de 0,05 USD por cada kilogramo de hidrógeno [9].

6.4. Electrolizador

Dentro de los proveedores de electrolizadores, *Hydrogenics* ofrece uno de los electrolizadores de mayor escala, a continuación, se presenta el electrolizador elegido para el proyecto, junto con sus principales características y descripción.

Se trata del modelo *HyLYZER®-4000-30*, correspondiente a cuatro unidades de *HyLYZER®-1000-30* (ver figura 6.3) dispuestas en conjunto como se observa en la figura 6.4. Al igual que las pilas de combustible, los electrolizadores de celda única pueden conectarse en serie, creando una pila de celdas, el componente central de un sistema de electrolizador, donde se producen tanto hidrógeno como oxígeno.



Figura 6.3: Electrolizador Hydrogenics modelo HyLYZER®-1000-30

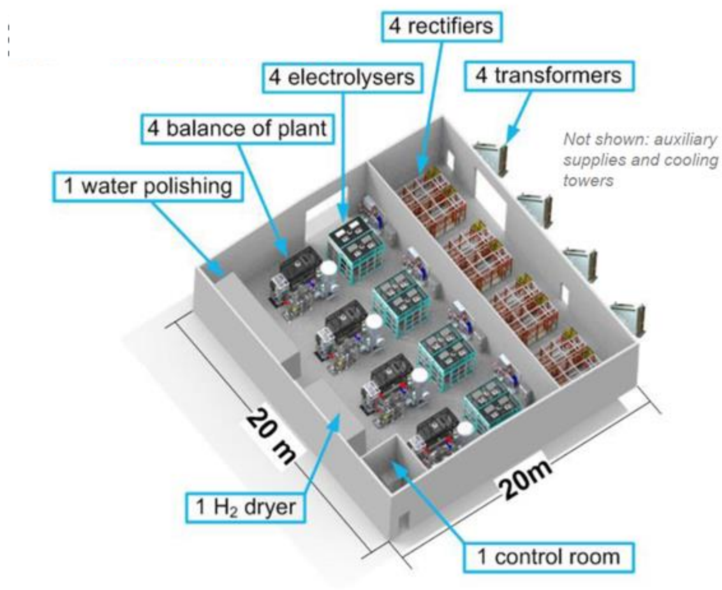


Figura 6.4: Planta de electrolisis HyLYZER®-4000-30

El input de energía eléctrica es de 20 MW y produce $0{,}1001\ kg_{H_2}/s = 360{,}36\ kg_{H_2}/h$ correspondiente a 3.963,96 $kg_{H_2}/día$ operando 11 horas diarias, correspondiente a las horas con

sol. En base a esta producción, se puede obtener la potencia del electrolizador de 12 MW. El detalle de dimensionamiento, requerimientos y producción se aborda en la sección 9.2.2.

Bajo estos parámetros, la planta fotovoltaica debe generar al menos 20 MW para abastecer a la planta de electrolisis.

6.5. Diagrama planta electrólisis

A continuación (ver figura 6.5), se presenta el diagrama de la planta de electrólisis que se utilizará en el presente proyecto. El agua en condiciones normales de presión y temperatura es bombeada al intercambiador de calor, que elevará su temperatura a 85°C. Posteriormente ingresará al electrolizador PEM *HyLYZER®-4000-30*, este último opera con energía de la planta fotovoltaica.

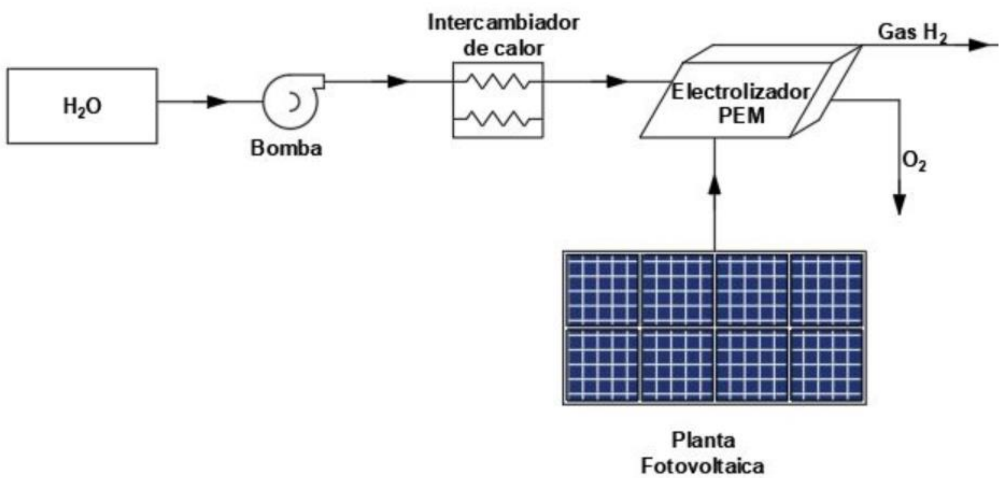


Figura 6.5: Planta electrólisis de agua. Elaboración propia.

7. Licuefacción y Compresión de Hidrógeno

Con el hidrógeno gaseoso obtenido en la planta de electrolisis, se definen ciclos de licuefacción y compresión.

7.1. Proceso de licuefacción

En la sección 2.3 se describió a grandes rasgos el proceso de licuefacción de hidrógeno. A continuación, se definirá el ciclo termodinámico con mayor detalle.

Hay que recordar que el hidrógeno es un gas en condiciones estándar. Sin embargo, a temperaturas muy bajas y/o presiones altas, el gas se vuelve líquido o sólido.

Primero es importante analizar el diagrama de fase del hidrógeno que muestra el comportamiento de la fase con cambios de temperatura y presión (ver gráfico 7.1). De las tres curvas en el diagrama, *Boiling*, entre punto crítico y punto triple muestra el cambio de temperatura de ebullición (o condensación para la transición de fase opuesta) con la presión; *Melting* da el cambio de temperatura de fusión (o congelación) con la presión, y la tercera *Sublimation* indica presiones y temperaturas para el proceso de sublimación.

En el punto crítico, no hay cambio de estado cuando se aumenta la presión o si se agrega calor. El punto triple de una sustancia es la temperatura y la presión donde las tres fases (gas, líquida y sólida) de esa sustancia coexisten en equilibrio termodinámico. El proceso de condensación también se conoce como licuefacción [1].

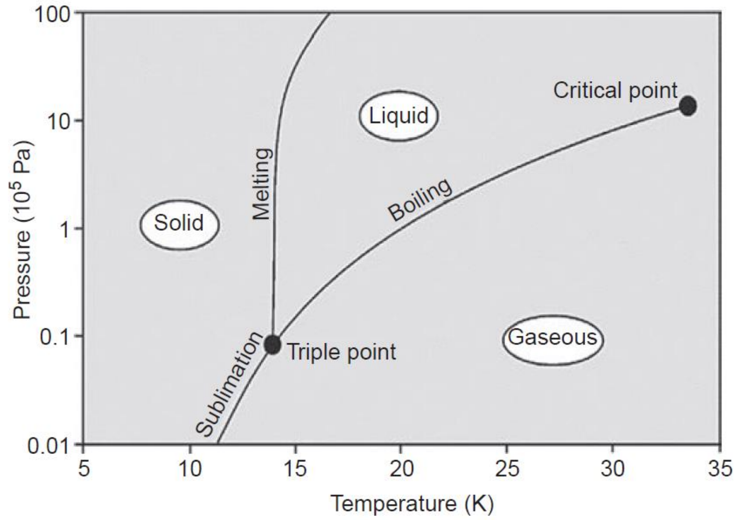


Gráfico 7.1: Diagrama de fase del hidrógeno [1].

La tabla 7.1 presenta los valores de los puntos del grafico 7.1, la licuefacción del hidrógeno gaseoso se produce entre el punto crítico y el punto triple, a $20{,}39\ °K$ y a una presión de $100\ kPa$.

Tabla 7.1: Detalle presión y temperatura puntos importantes diagrama de fase hidrógeno

Diagrama fase hidrógeno	**Temperatura**	**Presión**	
	$[\boldsymbol{K}]$	$[\boldsymbol{kPa}]$	$\boldsymbol{10^5}\ [\boldsymbol{Pa}]$
Punto Crítico	33,19	1315	13,15
Punto Triple	13,957	7,02	0,0702
Punto licuefacción-ebullición	20,39	100	1

Con el objetivo de llegar a las condiciones de presión y temperatura antes mencionadas, se estudian diversos ciclos termodinámicos de licuefacción. El caudal de entrada al ciclo corresponde al hidrógeno gaseoso obtenido de la planta de electrólisis con un valor de $0{,}1001\ kg_{H_2}/s$ en condiciones normales ($293{,}15\ [°K], 100\ [kPa]$).

7.1.1. Ciclo termodinámico licuefacción

Los ciclos termodinámicos más utilizados para la licuefacción de gases son: *Linde-Hampson*, *Linde-Hampson* con preenfriamiento, *Claude* (vistos en sección 2.3) y ciclo de *Kapitza*. El ciclo de *Kapitza* es una modificación del ciclo Claude, donde el intercambiador de calor más frío (tercero) es eliminado del sistema. El primer intercambiador de calor es un regenerador que combina purificación y preenfriamiento.

7.1.1.1. Definición ciclo

Hay cuatro componentes básicos en cualquier ciclo de licuefacción de gas. Estos son compresores, expansores, intercambiadores de calor y válvulas *Joule-Thomson* (J-T).

Un parámetro importante para analizar en cualquier sistema de licuefacción de gas es la eficiencia termodinámica, ya que afecta directamente a la fracción de masa licuada del gas. Al evaluar la presión de descarga del compresor de gas de alimentación, la diferencia de temperatura entre los flujos fríos y calientes, la temperatura de enfriamiento más baja, el número de intercambiadores de calor y número de expansores, se obtiene las siguientes eficiencias de trabajo reversible (segunda ley termodinámica); *Linde-Hampson* 13,4%, *Linde-Hampson* con preenfriamiento 21,8%, *Claude* 62,9% y *Kapitza* 77,2% [23]. Con respecto a los dos últimos ciclos mencionados, ambos presentan valores elevados, el ciclo de *Kapitza* tiene la mejor eficiencia (η_{II}) en determinadas condiciones de funcionamiento, pero el ciclo de Claude tiene el mejor rendimiento líquido (fracción de licuefacción (y)) [23].

Para efectos del presente estudio, por simplicidad se opta por definir el ciclo de *Claude* para realizar el análisis termodinámico, así se priorizará la fracción de licuefacción (y) de hidrógeno resultante. A continuación, se presenta el esquema utilizado:

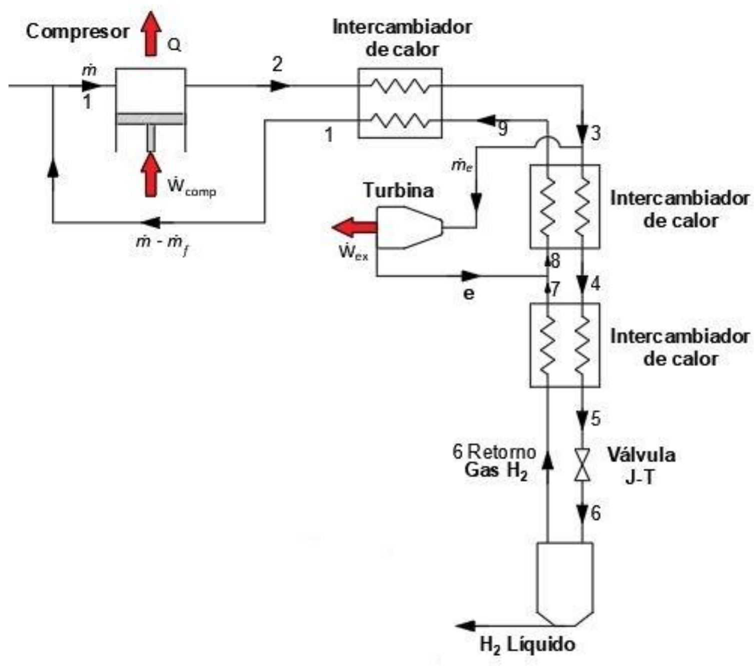


Figura 7.1: Esquema representación ciclo de *Claude* utilizado para este proyecto. Elaboración propia.

Se observa de la figura 7.1, que es ciclo está formado por; 1 compresor, 3 intercambiadores de calor, 1 turbina, 1 válvula *J-T* y el estanque receptor. El gráfico 7.2 representa temperatura en función de la entropía para el ciclo de *Claude*.

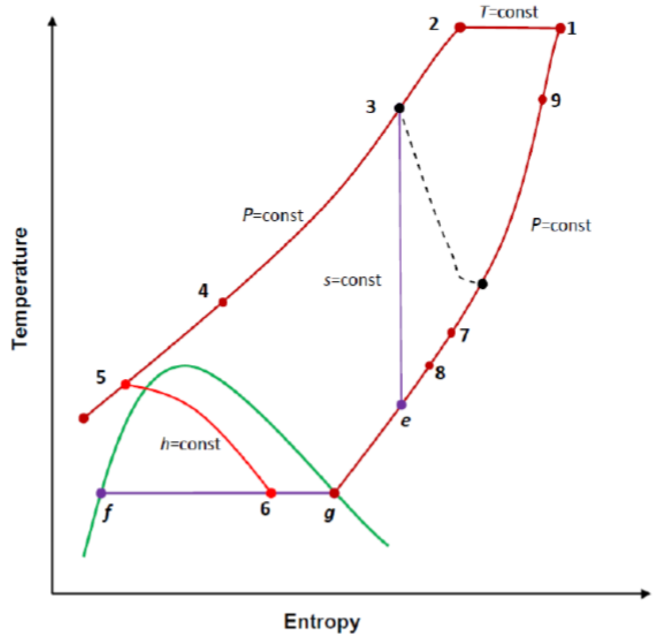


Gráfico 7.2: Temperatura-entropía (T-s) para ciclo de Claude [23].

7.1.1.2. Válvula *Joule-Thomson*

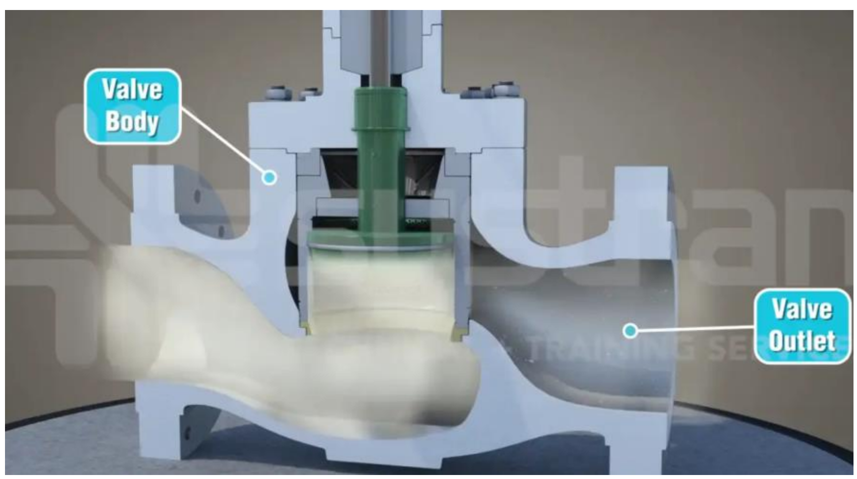


Figura 7.2: Válvula Joule-Thomson, (Referencia: Animación 3D SYSTRAN inc).

La temperatura y la presión de entrada de la válvula de expansión (ver figura 7.2) influyen en la fracción líquida de salida. Este fenómeno se produce debido al coeficiente de *Joule-Thomson* variable de la siguiente manera:

$$\mu_{J-T} = \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_h \qquad (7.1)$$

El gráfico 7.3 muestra la curva de inversión para un gas real a diferentes temperaturas y presiones. La pendiente de la línea tangente en la curva presenta el valor del coeficiente de *Joule-Thomson* a cualquier temperatura y presión. Para que se produzca la licuefacción, el coeficiente *J-T* debe ser positivo, esto implica que la temperatura a la entrada de la válvula $(T5)$ debe ser cercana a los $40\ K$ aproximadamente.

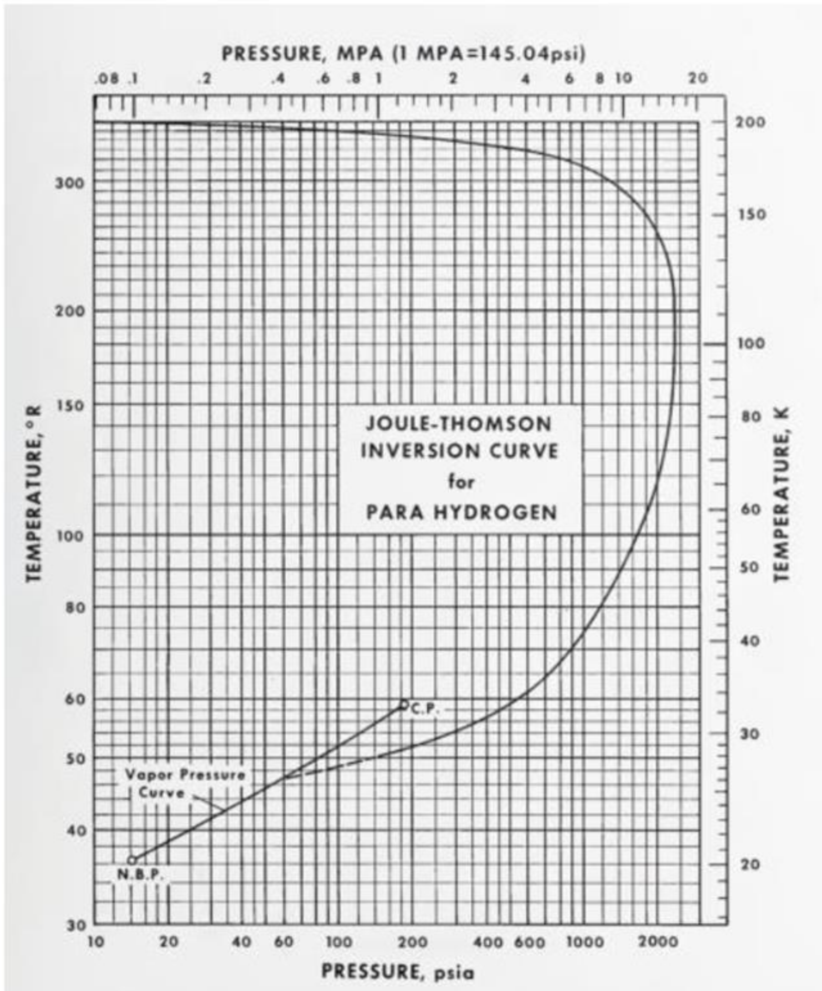


Gráfico 7.3: Curva inversión Joule-Thomson [24].

El grafico 7.3 se observa la fracción líquida de hidrógeno a la salida de la válvula *J-T* frente a la presión operativa para diversas temperaturas del gas que ingresa a la válvula *J-T*. A diferentes temperaturas a la que el hidrógeno ingrese a la válvula de expansión, existe una presión en la que la fracción líquida de hidrógeno es máxima (curva señalada en el gráfico 7.4). Temperaturas más bajas dan como resultado fracciones de líquido más altas en la salida de la válvula de expansión. En consecuencia, la mayor eficiencia del intercambiador de calor recuperativo conduce a una mayor eficiencia global de toda la unidad [25].

Dado que el hidrógeno a la salida de la válvula de expansión es parcialmente líquido, su temperatura es igual a la del hidrógeno líquido. Para transferir hidrógeno líquido a un estanque de

almacenamiento sin una bomba criogénica, la presión de la salida de la válvula de expansión debe ajustarse por encima de la presión atmosférica. Aquí, la presión de salida de la válvula de expansión se ajustó a $120\ [kPa]$. La temperatura saturada correspondiente es de alrededor de $21\ K$ en la salida de la válvula de expansión [25].

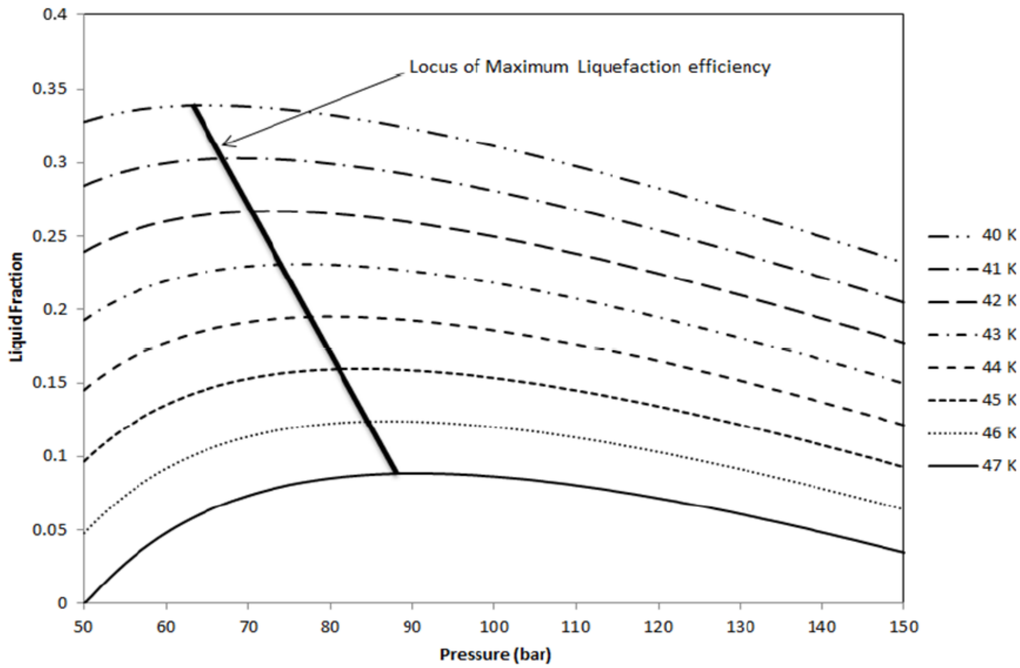


Gráfico 7.4: Fracción de líquido de hidrógeno estimada en la salida de la válvula Joule-Thomson frente a la presión de funcionamiento a varias temperaturas de entrada y presión de salida de 120 [kPa] [27].

7.1.2. Resultados estado termodinámico licuefacción

Ya definido el ciclo termodinámico en su totalidad, se realizan balances de energía y masa para cada equipo. Para evaluar el rendimiento, se calcula fracción de licuefacción (y), el coeficiente de rendimiento (COP) y la segunda ley de eficiencias (η_{II}).

Se realizan las siguientes suposiciones para simplificar el análisis:

- La caída de presión a lo largo del ciclo es insignificante.
- La eficiencia isotérmica del compresor es del 65%.
- La eficiencia isentrópica del expansor es del 80%.
- Las pérdidas de calor al entorno son insignificantes.

Este análisis se presenta en la sección 9.2.3 con más detalle. Con estas ecuaciones y utilizando el software EES se obtienen los siguientes resultados (ver tablas 7.2, 7.3 ,7.4 y 7.5):

Tabla 7.2: Resultados de presiones, temperaturas, entalpias y entropías para cada estado termodinámico en el ciclo de licuefacción.

Estado	**Presión $[kPa]$**	**Temperatura $[K]$**	**Entalpía $[kJ/kg]$**	**Entropía $[kJ/kgK]$**
1	100	293,2	4128	70,23
2	7000	293,2	4162	52,65
3	7000	100	1487	37,91
e (turbina)	100	80	692,4	37,91
4	7000	80	1218	34,91
5	7000	44	633,7	25,06
6	120	20,98	633,7	38,59
LH_2	120	20,98	387,9	22,67
6 retorno	120	21	609,3	38,61
7	120	70	1246	51,68
8	120	50	1036	48,14
9	120	77	1321	52,69

Tabla 7.3: Caudales en el ciclo de licuefacción.

Caudales	
Entrada GH_2	$0{,}1001\ kg/s = 360{,}36\ kg/h$
Retorno GH_2	$0{,}06006\ kg/s$
Salida LH_2	$0{,}02002\ kg/s$
Turbina	$0{,}02002\ kg/s$

Tabla 7.4: Trabajo (W) y calor (Q) en $[kW]$ de los principales equipos en el proceso de licuefacción.

Calor obtenido compresor	$\dot{Q}_c$	390,3
Trabajo requerido compresor	$\dot{W}_c$	1593
Trabajo obtenido turbina	$\dot{W}_t$	79,53
Trabajo total requerido entrada	$\dot{W}_{total-entrada}$	1577
Trabajo total reversible	$\dot{W}_{total-reversible}$	1021

Tabla 7.5: Principales indicadores del rendimiento ciclo licuefacción.

Rendimiento ciclo licuefacción	
Fracción de licuefacción (y)	0,2
Coeficiente de rendimiento (COP)	0,2475
Eficiencia (η_{II})	0,6474

7.1.2.1. Estado estacionario de producción

Una vez analizado el ciclo de licuefacción durante 1 día de trabajo (11 horas correspondientes a las horas efectivas con sol) correspondiente al procesamiento de $3967,92\ kg_{H_2}$ de gas, se obtiene 792,79 kg_{H_2} líquido y retorna al ciclo $3171,17\ kg_{H_2}$ de hidrógeno gaseoso.

Bajo esta perspectiva, y con el objetivo de poder conocer cuando se genera la producción continua de hidrógeno líquido (caudal LH_2 salida), se evalúan para cada día el ingreso al ciclo del hidrógeno gaseoso proveniente de la planta de electrólisis (caudal GH_2 entrada) sumando la producción que retorna el día anterior, es decir el caudal que no cambió de fase a líquido y el caudal que se desvió por la turbina (caudal GH_2 retorno total). Los resultados obtenidos se presentan en el siguiente gráfico (ver gráfico 7.5):

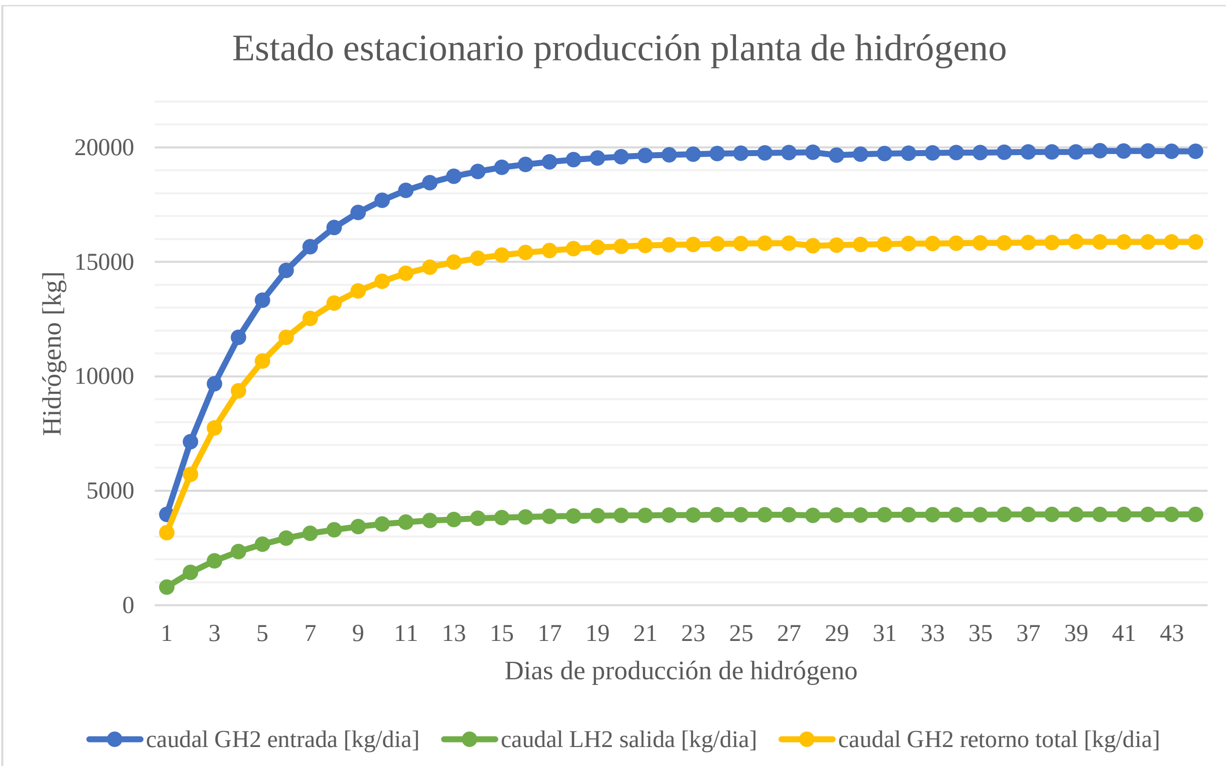


Gráfico 7.5: Estado estacionario producción de hidrógeno líquido. En 40 días se logra la licuefacción continua.

En el gráfico 7.5 se ve un aumento progresivo del ingreso de hidrógeno gaseoso a la planta, el hidrógeno líquido es siempre una fracción menor con respecto a lo que retorna al ciclo. Al cabo de 40 días aproximadamente, se estabiliza la producción de hidrógeno líquido, obteniéndose un valor cercano a la cantidad de hidrógeno gaseoso inyectada a la planta en un comienzo.

7.2. Proceso de compresión

En la sección 2.4 se describió a grandes rasgos el proceso de compresión de hidrógeno. Se mencionó la conveniencia de utilizar una aproximación politrópica para este proceso además de incluir varias etapas de compresión con enfriamiento en cada una. Esto último contribuía a disminuir el trabajo eléctrico requerido para todo el proceso. A continuación, se definirá el ciclo termodinámico con mayor detalle.

7.2.1. Ciclo termodinámico compresión

El ciclo de termodinámico de compresión es mucho más simple que el de licuefacción, sólo se requiere elevar la presión del hidrógeno gaseoso (proveniente de la planta de electrólisis) en forma progresiva desde los $100\ [kPa]$ hasta los $70000\ [kPa]$, procurando bajar la temperatura del gas después de salir de cada compresor. La principal dificultad radicará en el almacenamiento del gas comprimido resultante a ese nivel de presión.

7.2.1.1. Definición ciclo

A continuación, se presenta el esquema utilizado para el ciclo de compresión de hidrógeno (ver figura 7.2) formado por; 5 compresores y 4 intercambiadores de calor:

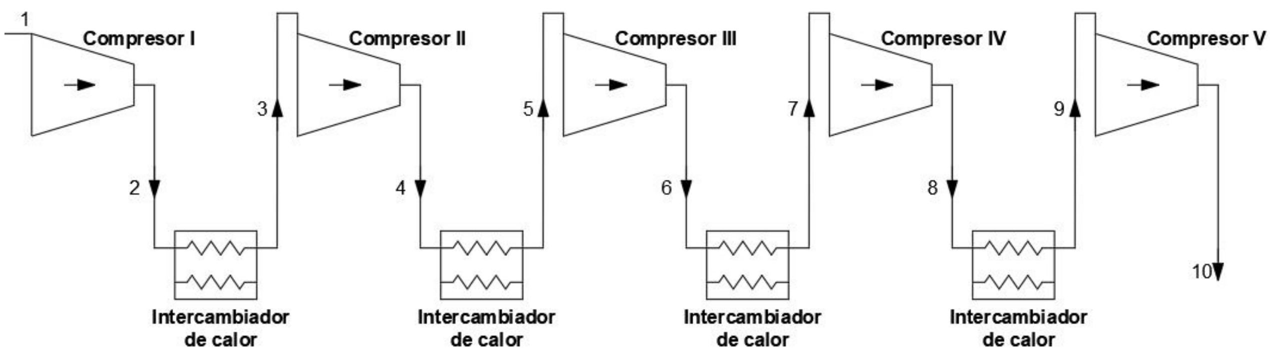


Figura 7.3: Esquema representación ciclo de compresión utilizado para este proyecto. Elaboración propia.

7.2.1.2. Factor de compresión

El factor de compresión se debe determinar experimentalmente y se puede encontrar en la literatura como una función de la presión P y la temperatura T para varios gases. El valor del factor de compresión para el hidrógeno a altas presiones y bajas temperaturas en cada una de las etapas, se extrae del siguiente gráfico (ver gráfico 7.6):

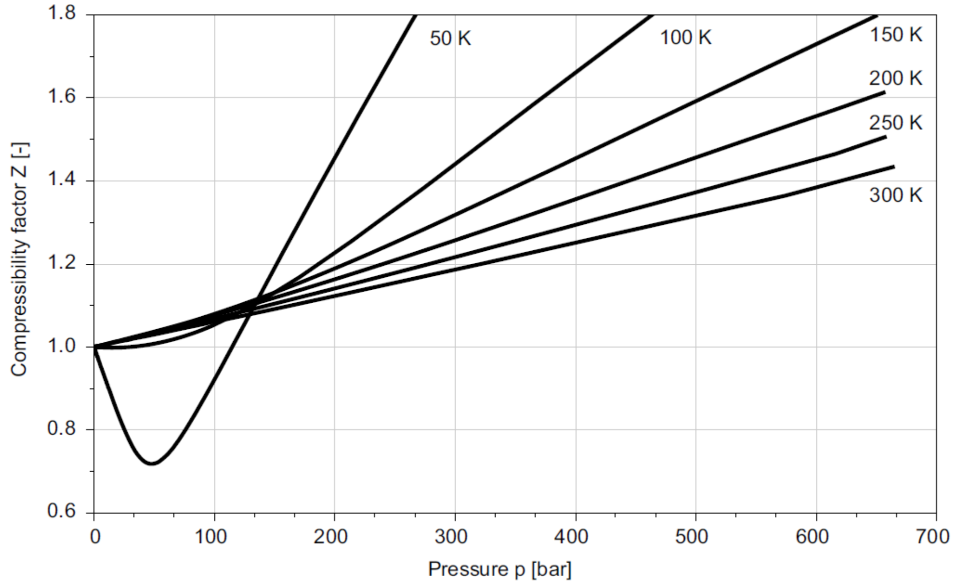


Gráfico 7.6: Factor de compresión de hidrógeno en función de la presión y temperatura [26].

En el gráfico 7.6 se observa, por ejemplo, a temperatura ambiente ($300\ [K]$), se alcanza un factor de compresión de 1.5 aproximadamente a $700\ [bar]$, y a bajas temperaturas incluso antes. Esto significa que un cálculo de la masa de hidrógeno en un recipiente a partir de una medición de temperatura y presión utilizando la ecuación del gas ideal, dará como resultado una masa un 50% mayor que en la realidad [26].

7.2.2. Resultados estado termodinámico compresión

Ya definido el ciclo termodinámico en su totalidad, se realizan balances de energía y masa para cada equipo, este análisis se presenta en la sección 9.2.4 con más detalle. Con estas ecuaciones y utilizando el software EES se obtienen los siguientes resultados (ver tablas 7.6 y 7.7):

Tabla 7.6: Resultados de presiones, temperaturas, factores de compresión, densidades y potencias para cada compresor en el ciclo.

Compresor	**P entrada** $[kPa]$	**P salida** $[kPa]$	**T entrada** $[K]$	**T salida** $[K]$	**Factor de compresión**	**ρ entrada** $[kg/m^3]$	**ρ salida** $[kg/m^3]$	**Potencia** $[kW]$
I	100	370,7	293,2	446,4	1,001	0,08376	0,3064	270,1
II	370,7	1374	293,2	446,4	1,01	0,3064	1,125	272,6
III	1374	5094	293,2	446,4	1,03	1,125	4,09	278
IV	5094	18883	293,2	446,4	1,11	4,09	14,07	299,6
V	18883	70000	293,2	446,4	1,449	14,07	39,95	391,1

Tabla 7.7: Parámetros principales ciclo de Compresión de Hidrógeno.

Parámetros Principales Ciclo Compresión	
Caudal entrada [kg/s]	0,1001
cp $[kJ/kmol-K]$	28,8
cv $[kJ/kmol-K]$	20,48
Relación calor específico k	1,406
Exponente politrópico n	1,473
Relación de presión r	3,707
Eficiencia politrópica η_p	0,9
Temperatura entrada $T_e[K]$	293,2
Temperatura salida $T_s[K]$	446,4
Trabajo total requerido entrada W$[kW]$	1679
Eficiencia ciclo $\eta_{compresión}$	0,8232

7.3. Potencia eléctrica y térmica entregada

Con el caudal de producción de hidrógeno líquido o comprimido, se estima la potencia térmica de las plantas:

$$P_{ter} = \dot{m}_{H_2} \cdot LHV_{H_2} = 6{,}01\ MW \qquad (7.2)$$

Considerando las eficiencias usuales de un ciclo de Rankine, podemos estimar una eficiencia de 33%:

$$P_{ele} = P_{ter} \cdot 33\% \qquad (7.3)$$

Se propone considerar la producción de energía eléctrica, mediante una central de licuefacción o compresión de hidrógeno de potencia eléctrica $P_{ele} = 1{,}98\ MW$ continuo.

Se entregarán de forma continua (24 horas/7 días) $1983{,}96\ [kg/dia]$ de hidrógeno (liquido o comprimido).

En el caso de la planta de licuefacción, esta potencia se logra de forma continua desde los 40 días con la planta en funcionamiento, cuando el sistema logra un estado estacionario.

8. Diseño Unidades de Almacenamiento

La principal dificultad para el uso generalizado de hidrógeno es el almacenamiento. El hidrógeno en forma de gas, obtenido desde el proceso de electrólisis, ocupa 3000 veces más espacio que un gas con la misma cantidad de energía a temperatura y presión ambiente. En consecuencia, es necesario utilizar hidrógeno en compresión, licuefacción u otros métodos para utilizarlo en sistemas estacionarios, vehículos y aplicaciones móviles [13].

En el grafico 8.1 se presentan las densidades de energía (cantidad de energía almacenada en un determinado sistema o región de espacio por unidad de volumen, volumétrica, o por unidad de masa, gravimétrica) para diferentes estados físicos de algunos combustibles, incluido en hidrogeno [27].

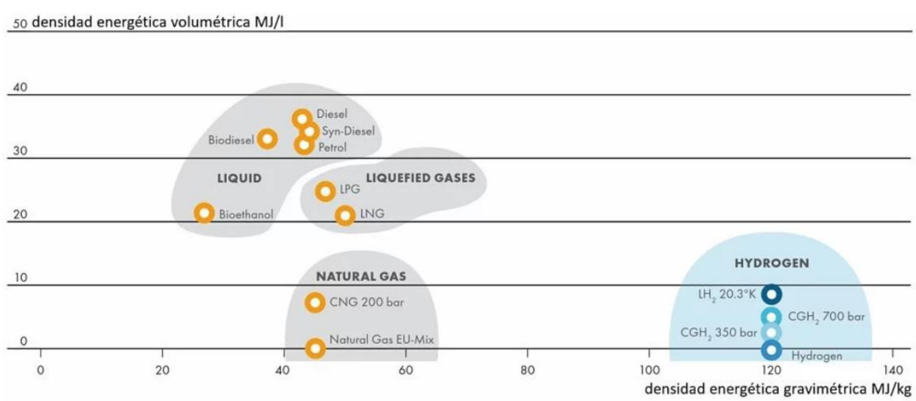


Gráfico 8.1: Densidad energética y volumétrica para varios combustibles [27].

Cuanto mayor sea la densidad de energía del combustible, más energía se puede almacenar o transportar por la misma cantidad de volumen.

Hay cuatro técnicas principales que se utilizan para el almacenamiento. Estos son gas comprimido, líquido criogénico, hidruro metálico y adsorción de carbono [13]. A continuación, se evalúan almacenamientos de hidrógeno en estado líquido LH_2 criogénico y en estado gaseoso comprimido CGH_2.

8.1. Hidrógeno líquido criogénico LH_2

El almacenamiento criogénico maximiza la densidad del hidrógeno, pero provoca algunas limitaciones operativas importantes al sistema de combustible [28].

1. Requiere un sistema de aislamiento hermético para reducir la ebullición del hidrógeno líquido y mantenerlo a temperaturas criogénicas. Los estanques y líneas de

hidrógeno líquido deben estar sellados de la atmósfera. Si entra aire en los estanques, se congelará y puede bloquear las líneas de flujo.

2. La manipulación de hidrógeno líquido requiere equipos y procedimientos especializados.

3. Se debe considerar que el almacenamiento de hidrógeno líquido tiene un tiempo limitado (debido a la ebullición), por lo que el combustible generalmente debe fabricarse en el sitio o en un lugar cercano.

4. Los estanques de combustible deben mantenerse a una presión constante, generalmente alrededor de $145\ [kPa]$ para minimizar la ebullición. Esto requiere la implementación de un sistema y un procedimiento de ventilación.

Los componentes principales para almacenar hidrógeno líquido son el estanque y su sistema de aislamiento. El material de las paredes del estanque deben ser resistentes a la fragilización por hidrógeno, impermeables al gas hidrógeno y capaces de resistir estructuralmente las temperaturas del hidrógeno líquido. Las variaciones de presión y temperatura a las que se someterá el estanque (llenado y vaciado) son significativas, por lo tanto, los puntos de unión del estanque a cualquier estructura deben ser capaces de resistir este movimiento, así como la estructura del estanque en sí. Generalmente se requiere que el estanque esté hecho de solo un tipo de material. Esto también plantea un problema relevante con respecto a los materiales resistentes y ligeros, como el carbono, que requerirán un revestimiento de material diferente para hacerse impermeable al gas hidrógeno [28].

8.1.1. Resultados diseño unidades de almacenamiento LH_2

La tabla 8.1 presenta las especificaciones de un estanque de almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico, donde se calculó el volumen (ecuación 9.42), numero de estanques, radio (ecuación 9.43), altura, se estima el espesor pared mínimo (ecuación 9.44 y 9.45).

Tabla 8.1: Especificaciones técnicas de estaques de almacenamiento de LH_2

Especificaciones estanques almacenamiento LH_2			
Caudal	$\dot{m}_{LH2}[kg/s]$	0,1001	
Presión	$P[bar]$	1,2	
Temperatura	$T[K]$	20,98	
Volumen	$V_{H_2}[m^3]$	60,64	
Numero estanques	$n°_{estanques}$	1	
Radio	$r[m]$	cilíndrico	esférico
		1,874	2,438
Altura	$L[m]$	3	-
Espesor min. (material compuesto)	t_w [m]	0,034	0,0443

Un estanque, con las características presentadas, es suficientes para almacenar la producción de 1 día del hidrógeno líquido, correspondiente a un caudal de $\dot{m}_{LH2}$ = 0,1001$[kg/s]$ = 3967,92 $[kg/dia]$.

La forma esférica ayuda a reducir pérdidas por evaporación ya que tiene la menor superficie por unidad de volumen. Por lo tanto, contenedores más grandes tienen menores pérdidas de hidrógeno que las más pequeñas [28].

8.2. Hidrógeno gaseoso comprimido CGH_2

Al utilizar hidrógeno de alta densidad y presión, implica que el almacenamiento debe ser lo suficientemente resistente para soportar estas condiciones. El espesor de la pared del estanque aumentará conforme aumente la presión del gas almacenado.

8.2.1. Resultado diseño unidades almacenamiento CGH_2

La tabla 8.2 presenta las especificaciones de un estanque de almacenamiento, donde se calculó el volumen (ecuación 9.48), numero de estanques, radio (ecuación 9.46), altura, espesor pared mínimo (ecuación 9.43).

Tabla 8.2: Especificaciones técnicas de estaques de almacenamiento de CGH_2

Especificaciones estanques almacenamiento CGH_2			
Caudal	$\dot{m}_{GH2}[kg/s]$	0,1001	
Presión	$P[bar]$	700	
Temperatura	$T[K]$	446,4	
Volumen	$V_{H_2}[m^3]$	153,65	
Numero estanques	$n°_{estanques}$	1	
Radio	$r[m]$	cilíndrico	esférico
		2,718	3,323
Altura	$L[m]$	3	-
Espesor min. (material compuesto)	t_w [m]	0,0494	0,06

Un estanque, con las características presentadas, es suficientes para almacenar la producción de 1 día del gas comprimido, correspondiente a un caudal de $\dot{m}_{LH2}$ = 0,1001 $[kg/s]$ = 3967,92 $[kg/dia]$.

Debido a los efectos de la compresibilidad del hidrógeno, el cambio en la presión de almacenamiento tiene un efecto sobre la masa del estanque. Esto se debe a que la reducción del volumen de gas no es lineal con el aumento de la presión, como lo sería si no se considerara la

compresibilidad. A bajas presiones, la masa del estanque es bastante constante. Sin embargo, a presiones más altas, la masa del estanque aumenta.

El material utilizado en la construcción del estanque puede ser un metal como acero, titanio o aluminio, o un compuesto. Los estanques de titanio tienen una masa mucho mayor que los estanques de carbono. Esto se debe a la baja densidad y alta resistencia de los compuestos de carbono. Sin embargo, los estanques de carbono requieren un revestimiento para evitar que el gas hidrógeno se filtre a través de la pared del estanque. Los materiales de revestimiento suelen ser un tipo de polímero o un metal como el aluminio. Los estanques compuestos ofrecen la mejor densidad de peso de hidrógeno [28].

Se debe considerar, problemas cíclicos asociados a la carga y descarga de hidrógeno; envejecimiento, fluencia, fatiga y fragilización. Dependiendo del material del estanque elegido, sería necesario investigar el efecto de la vida útil del diseño.

9. Ingeniería Básica

9.1. Diagramas de flujo generales

El siguiente diagrama (ver figura 9.1) representa la producción y almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico comenzando con agua en condiciones normales de presión y temperatura, pasando por la planta de electrólisis, la planta de licuefacción y finalmente el almacenamiento de LH_2.

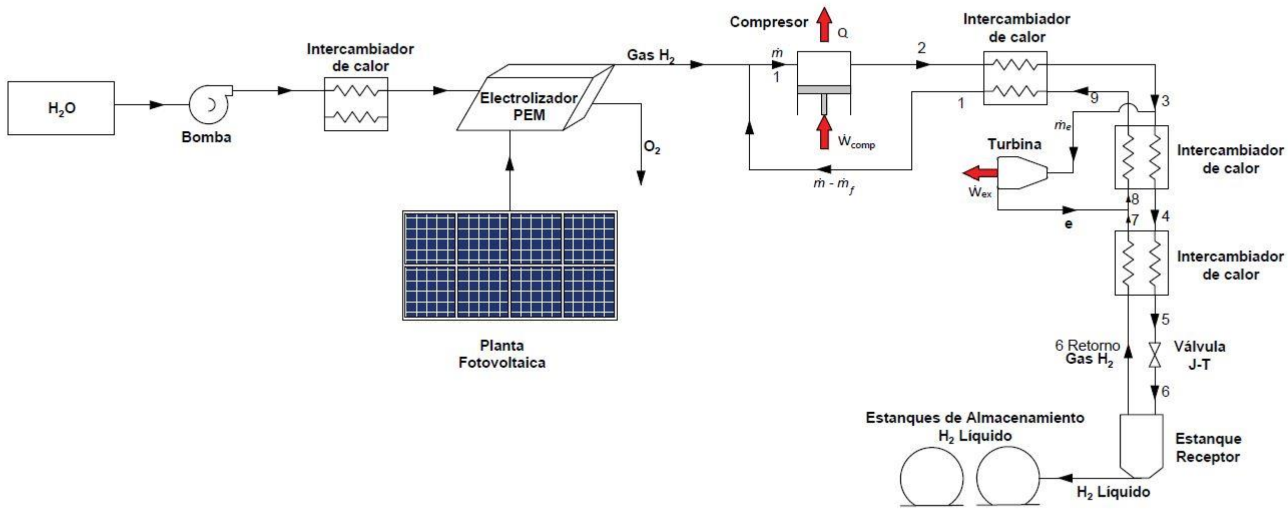


Figura 9.1: Producción y almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico. Elaboración propia.

Por otra parte, el diagrama a continuación (ver figura 9.2), representa la producción y almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido comenzando con agua en condiciones normales de presión y temperatura, pasando por la planta de electrólisis, la planta de compresión y finalmente el almacenamiento de CGH_2.

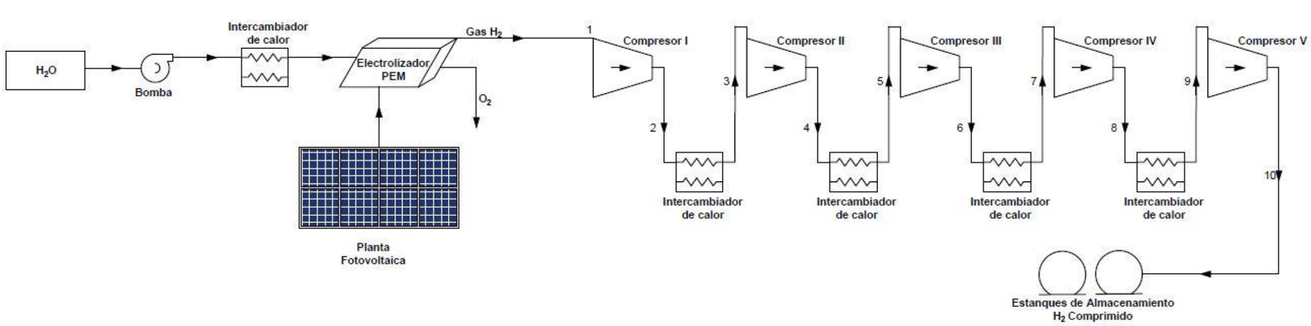


Figura 9.2: Producción y almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido. Elaboración propia.

9.2. Dimensionamiento y memoria de cálculo

En esta sección se presenta la memoria de cálculo utilizada y el dimensionamiento de equipos con un nivel de detalle que permita realizar cotizaciones.

9.2.1. Planta fotovoltaica

En la sección 6.3 se estableció que el electrolizador a utilizar requiere un input de energía de $20\,[MW]$, posteriormente en las secciones 7.1.2 y 7.2.2 se presentan los resultados de los trabajos requeridos por los equipos en licuefacción y compresión respectivamente, sumando estos requerimientos se establece que se necesita producir $23\,[MW]$ en la planta fotovoltaica. A continuación, se establece el tipo de panel a utilizar (ya que interfiere directamente con el dimensionamiento de la planta), equipos necesarios y el arreglo fotovoltaico.

Se realizó una comparación de las características técnicas de tres tipos de paneles: amorfo, policristalino y monocristalino como se puede ver en la Tabla 9.1 y del inversor a utilizar en la Tabla 9.2. El inversor escogido para el proyecto corresponde al modelo COG1MTL de la compañía China *CoHeart Power*. La principal razón de esta elección fue su bajo costo para la alta eficiencia entregada, además de coincidir con la potencia del arreglo de paneles fotovoltaicos creado. Posteriormente, se realizó una comparación de energía producida por tipo de tecnología para finalmente analizar y concluir la mejor opción para el proyecto.

Tabla 9.1: Comparación de tecnología en paneles solares.

Modelo	**ST63HA**	**ASP345P6-72**	**JKM410M**
Tipo de panel	Amorfo	Policristalino	Monocristalino
Potencia $[W]$	63	345	410
Eficiencia [%]	8	17,78	20,38
Precio panel $[USD]$	11,34	60,38	75,85
Vida útil $[años]$	20	25	25
Área $[m^2]$	0,79	1,94	2,01

Tabla 9.2: Parámetros del inversor COG1MTL.

Parámetro	**Valor**
Máxima potencia DC $[kW]$	1200
Máxima potencia AC $[kW]$	1100
Potencia nominal DC $[kW]$	1100
Potencia nominal AC $[kW]$	1000
Eficiencia [%]	98
Vida útil $[años]$	10
Costo $[USD]$	15400

De la Tabla 9.1 se puede observar que mientras mayor valor la tecnología, esta es más eficiente y tiene una mayor cantidad de potencia nominal. Por otro lado, la tecnología más económica correspondiente a la amorfa, con una vida útil de 20 años, la menor de todas. Finalmente, al comparar el *trade-off* entre terreno ocupado y costo de inversión en el tipo de tecnología se podrá decidir cuál es la más conveniente.

Mediante el explorador solar, se puede estimar la energía anual generada, considerando los $23\ [MW]$ de potencia y los 3 tipos de paneles. La generación obtenida en estos 3 casos es cercana a $50.000\ [MWh]$ con un factor de planta de 25% aproximadamente. Por lo que no se puede discriminar aún qué tipo de panel utilizar, para esto se analizará los costos y espacio utilizado.

Tabla 9.3: Costos asociados a las 3 tecnologías.

Tecnología	**Amorfa**	**Policristalina**	**Monocristalina**
Numero de paneles	317.480	57.980	48800
Área [$\boldsymbol{h}$á]	38,8	16,6	14,4
Costo total paneles y soportes [$\boldsymbol{USD}$]	8.330.675	4.364.444	4.428.600
Costo total terreno [$\boldsymbol{USD}$]	263.860	112.478	98.076
Costo total [$\boldsymbol{USD}$]	8.594.535	4.476.923	4.526.676

Tabla 9.4: Energía anual generada por tecnología.

	Policristalina	**Monocristalina**
Energía anual generada [$\boldsymbol{kWh}$]	53.446,54	47.461,56
Factor de planta [%]	27	24

En la tabla 9.3 se puede observar el cálculo de los costos totales por tipo de tecnología considerando solamente el costo del panel, soporte y terreno (se consideró un costo de $\$\ 0{,}68\ [USD]$ por metro cuadrado y un costo de $\$\ 14{,}9\ [USD]$ por cada soporte de panel).

El costo total de la tecnología amorfa es más del doble que las demás tecnologías, por lo que se vuelve muy ineficiente para este proyecto, la razón de este costo elevado es debido a la mayor cantidad de paneles lo que provoca un aumento en los soportes y terreno a utilizar. Con respecto a las tecnologías policristalina y monocristalina, se optaría por policristalina por el menor costo y por obtener mayor generación de energía (ver tabla 9.4).

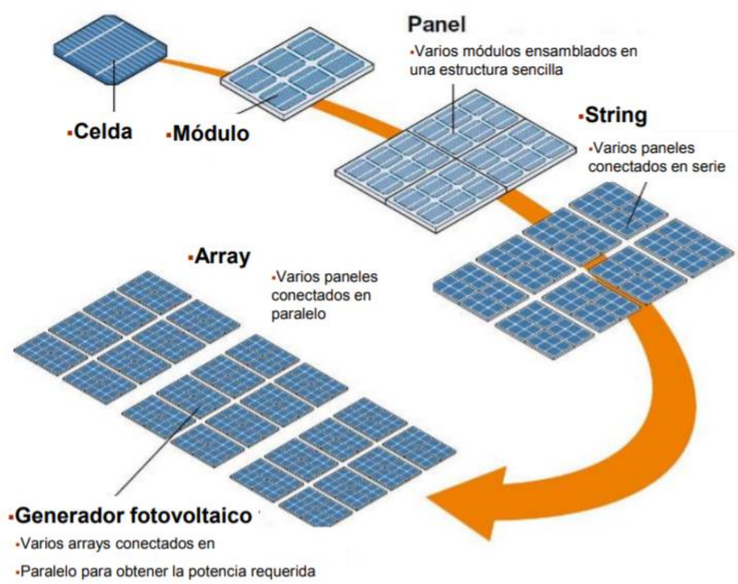


Figura 9.3: Componentes de un arreglo fotovoltaico [29].

Para el arreglo fotovoltaico, se considera una potencia de $23\ [MW]$ con los siguientes datos (ver tabla 9.5):

Tabla 9.5: Datos para arreglo fotovoltaico.

Arreglo fotovoltaico paneles solares	
Total paneles	57.456
Vm del panel $[V]$	37,18
Im del panel $[V]$	9,28
Ancho $[m]$	0,992
Largo $[m]$	1,956
Distancia entre string $[m]$	2,61
Potencia inversor $[MW]$	1,1

Con estos datos, se pudo calcular la disposición de paneles en serie y en paralelo necesario para conectarlos al inversor de $1{,}1\ MW$ en un string, los cuales se encuentran resumidos en la tabla 9.6.

Tabla 9.6: Disposición de paneles en string.

Disposición de paneles	**Cantidad**	**Suma de intensidad**
Serie	28	1041,04 [V]
Paralelo	114	1057,92 [A]

Finalmente, se tiene el resumen (ver tabla 9.7) de la cantidad tanto de paneles en un arreglo como la cantidad total de arreglos en la planta. En la figura 9.4 se puede ver una representación del arreglo para estas cantidades.

Tabla 9.7: Arreglo fotovoltaico.

Arreglo fotovoltaico	Cantidades
Potencia [MW]	1,1
Cantidad total paneles en arreglo	3192
Cantidad total de arreglos	18
Cantidad total inversores	18
Área por arreglo [há]	1,2
Total área planta fotovoltaica [há]	22,2

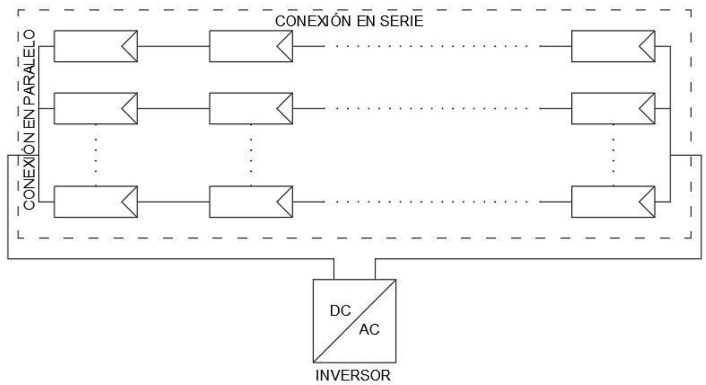


Figura 9.4: Esquema arreglo planta fotovoltaica. Elaboración propia.

9.2.2. Planta electrolisis de agua

Los requerimientos energéticos y de agua del electrolizador se observan en la tabla 9.8, el input de energía es de 20 MW y producirá 3.963,96 kilogramos de hidrógeno por día (ver tabla 9.9) operando 11 horas diarias, correspondiente a las horas con sol. En base a esta producción, se puede obtener la potencia del electrolizador de 12 MW (ver tabla 9.10).

Tabla 9.8: Requerimientos de entrada electrolizador.

Requerimientos de entrada	
Electricidad (20MW)	$4.4\ a\ 4.8\ kWh/Nm^3{}_{H_2}$
Agua	$<\ 1{,}4\ l_{H_2O}/Nm^3{}_{H_2}$

Tabla 9.9: Caudales hidrógeno en el electrolizador.

Hidrógeno	Caudales de salida		
	Por hora	**Operando 22 h**	**Operando 11 h**
kg (“*Hydrogenics HyLYZER* 4000”)	$360{,}36\ kg_{H_2}/h$	$7.927{,}92\ kg_{H_2}/día$	$3.963{,}96\ kg_{H_2}/día$
gas (“*Hydrogenics HyLYZER* 4000”) $30\ barg$	$4.000\ Nm^3{}_{H_2}/h$	$88.000\ Nm^3{}_{H_2}/día$	$44.000\ Nm^3{}_{H_2}/día$
líquido (calculado en base a LHV_{H_2})	$5.079{,}13\ l_{H_2}/h$	$111.740{,}86\ l_{H_2}/día$	$55.870{,}43\ l_{H_2}/día$

Tabla 9.10: Potencia entregada por el electrolizador (en base a hidrógeno producido).

Potencia electrolizador	
En base a LHV_{H_2}	11,98 MW
En base a HHV_{H_2}	14,19 MW
"Hydrogenics HyLYZER 4000"	12 MW

Con respecto al suministro de agua de entrada, este requiere elevar la temperatura de 25°C a 85° C. Para este propósito se utilizará un intercambiador de calor a contraflujo.

Para los intercambiadores de calor, conociendo las temperaturas de salida de los fluidos y el calor cedido de un fluido a otro, se puede obtener el área de cada uno con las siguientes ecuaciones:

$$\dot{Q} = \dot{m}_{H_2} \cdot (T_{entrada,H_2} - T_{salida,H_2}) \cdot c_{p,H_2} \qquad (9.1)$$

$$\dot{m}_x = \frac{\dot{Q}}{(T_{entrada,H_2} - T_{salida,H_2}) \cdot c_{p,H_2}} \qquad (9.2)$$

$$\Delta T_{log} = \frac{\Delta T_1 \Delta T_2}{\ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)} \qquad (9.3)$$

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_x} + \frac{1}{h_{H_2}} \qquad (9.4)$$

$$\dot{Q} = U \cdot A \cdot \Delta T_{log} \qquad (9.5)$$

Donde:

$\dot{Q}$: calor cedido entre fluidos [kW]

$\dot{m}_x$: flujo masico de fluido x $\left[\frac{kg}{s}\right]$

T_x : temperatura del fluido x $[K]$

ΔT_{log} : relación de temperaturas en intercambiador de calor $[K]$

$c_{p,x}$: calor específico del fluido x $\left[\frac{kJ}{kg \cdot K}\right]$

U : coeficiente global de transferencia de calor $\left[\frac{kW}{m^2 \cdot K}\right]$

h: coeficiente convectivo de fluido x $\left[\frac{kW}{m^2 \cdot K}\right]$

A : superficie del intercambiador de calor $[m^2]$

Utilizando estas ecuaciones, se dimensiona el intercambiador de calor en planta de electrólisis (ver tabla 9.11).

Tabla 9.11: Parámetros generales intercambiadores de calor en planta de electrólisis.

Parámetros generales intercambiador de calor en planta de electrólisis	
Fluido frio	H_2
Fluido caliente	H_20
Calor intercambiado $\dot{Q}$	85,74 $[kW]$
Caudal fluido trabajo	0,21 $[kg/s]$
$\Delta \boldsymbol{T_{log}}$	19,57 $[K]$
U	101,12 $[W/m^2\ K]$
Área	0,0433 $[m^2]$
Coeficiente convectivo H_2 (100 kPa)	102,5 $[W/m^2\ K]$
Coeficiente convectivo H_20 (100 kPa)	7500 $[W/m^2\ K]$

Además, hay que considerar la bomba de impulsión de agua, para dimensionarla se debe calcular la altura de elevación de la bomba mediante la siguiente formula:

$$H = \frac{1\rho Q^2}{2A^2} \qquad (9.6)$$

Donde:

H: Altura de elevación que levanta la bomba $[Pa]$

P: Presión que aplica la bomba al flujo $[Pa]$

Q: flujo volumétrico de la bomba $[m^3/s]$, en este caso $0{,}1001\ [kg/s] = 1{,}17[m^3/s]$

A: Área de la sección transversal de la tubería $[m^2]$

ρ: Densidad del Fluido ($1000\ Kg/m^3$)

Realizando el cálculo se obtiene:

$$H = 21.797{,}7\ [Pa] = \ 2{,}22\ [m.c.a.]$$

La potencia requerida por la bomba se calcula mediante la siguiente formula:

$$\dot{E} = \frac{H\rho Q}{3{,}670\cdot 10^5}\ [kW] = 69{,}49\ [kW] \qquad (9.7)$$

9.2.3. Planta de licuefacción

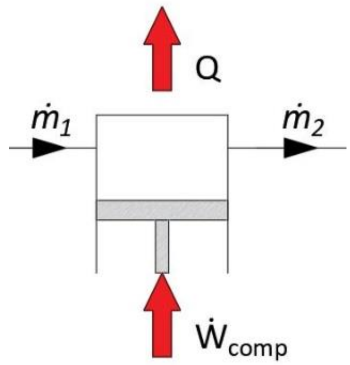
A continuación, se presenta el análisis termodinámico del ciclo, posteriormente se dimensiona cada equipo.

9.2.3.1. Análisis termodinámico del ciclo de licuefacción

Para poder establecer los estados termodinámicos en el proceso de licuefacción de hidrógeno a la entrada y salida de cada equipo, se realizan balances de energía y masa. A

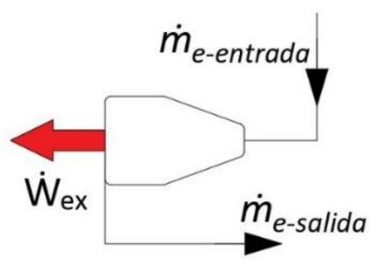
continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas, para obtener los resultados presentados en la sección 7.1.2.

El caudal de hidrógeno gaseoso proveniente de la planta de electrólisis $\dot{m}_{GH_2}$, ingresa al compresor. Este caudal se mantiene constante a la salida del compresor $\dot{m}_2$ y a la entrada del intercambiador I $\dot{m}_3$.



$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 = \dot{m}_3 = \dot{m}_{GH_2}\ [kg/s] \qquad (9.8)$$

Después de salir del intercambiador I, el caudal se divide (proporción z), una parte se desvía a la turbina $\dot{m}_{e-entrada}$ donde retorna hacia el inicio del ciclo y otra continua al intercambiador II $\dot{m}_{GH_2 licuar}$. Al pasar por la turbina, el caudal y la entropía se conservan.



$$\dot{m}_{e-entrada} = \dot{m}_{e-salida}\ [kg/s] \qquad (9.9)$$

$$s_3 = s_e\ [kJ/kg - °K]$$

$$z = \frac{\dot{m}_e}{\dot{m}_{GH_2}} = 0{,}2 \qquad (9.10)$$

Así, $\dot{m}_{GH_2 licuar}$ continúa circulando a través del intercambiador III y IV, para poder finalmente cambiar de fase.

$$\dot{m}_{GH_2 licuar} = \dot{m}_4 = \dot{m}_5 = \dot{m}_{GH_2} - \dot{m}_e \qquad (9.11)$$

El trabajo necesario $\dot{W}_c$ y calor $\dot{Q}_c$ generado por el compresor, junto con la eficiencia se calculan a continuación:

$$\dot{W}_c = \dot{m}_1 \cdot R \cdot t_1 \cdot \ln(p_2/p_1)\ [kW] \qquad (9.12)$$

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_1 \cdot (h_1 - \mathrm{h}_{LH_2} + \mathrm{z} \cdot (h_3 - h_e))[kW] \qquad (9.13)$$

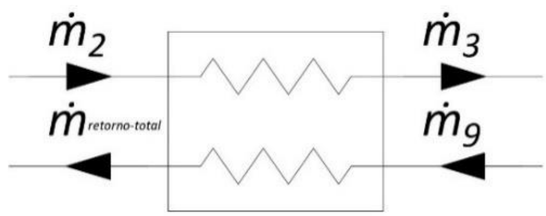
$$\eta_c = (h_{2,iso} - h_1)/(h_2 - h_1) \quad (9.14)$$

Además, el trabajo realizado por la turbina y su eficiencia vienen dado por:

$$\dot{W}_t = \dot{m}_3 \cdot (h_3 - h_e)\ [kW] \quad (9.15)$$

$$\eta_t = (h_3 - h_e)/(h_{3,iso} - h_e) \quad (9.16)$$

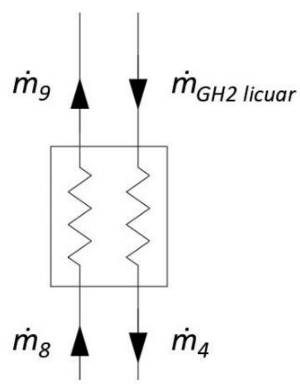
En el intercambiador I el balance es el siguiente:



$$\dot{m}_2 = \dot{m}_3\ , \dot{m}_9 = \dot{m}_{retorno-total} = \dot{m}_{GH_2} - \dot{m}_{LH_2} \quad (9.17)$$

$$\dot{m}_2 \cdot (h_2 - h_3) = \dot{m}_9 \cdot (h_{retorno-total} - h_9) \quad (9.18)$$

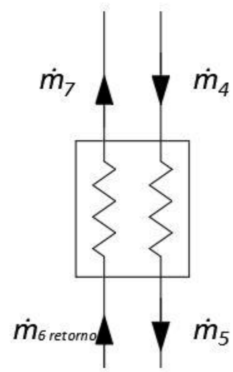
En el intercambiador II:



$$\dot{m}_{GH_2 licuar} = \dot{m}_4,\ \dot{m}_8 = \dot{m}_9 \quad (9.19)$$

$$\dot{m}_{GH_2 licuar} \cdot \left(h_{GH_2 licuar} - h_4\right) = \dot{m}_8 \cdot (h_9 - h_8) \quad (9.20)$$

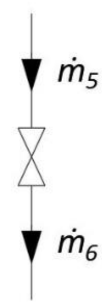
En el intercambiador III:



$$\dot{m}_4 = \dot{m}_5 = \dot{m}_{GH_2licuar}, \dot{m}_{6retorno} = \dot{m}_7 \qquad (9.21)$$

$$\dot{m}_4 \cdot (h_4 - h_5) = \dot{m}_{6retorno} \cdot (h_7 - h_{6retorno}) \qquad (9.22)$$

En la válvula *J-T* el caudal y entalpia permanecen constantes:



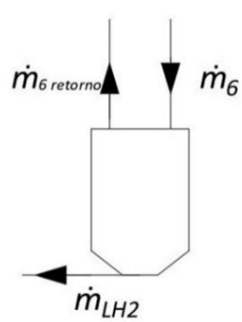
$$\dot{m}_{GH_2licuar} = \dot{m}_5 = \dot{m}_6 \;, h_5 = h_6 [kJ/kg] \qquad (9.23)$$

La fracción líquida de hidrógeno en la salida de la válvula de expansión, según la teoría (sección 7.1.1.2) se considera como:

$$x_6 = 0{,}25$$

$$x_{6retorno} = 1 - x_6 \qquad (9.24)$$

El caudal que retorna desde el estanque receptor:



$$\dot{m}_{6retorno} = \dot{m}_{GH_2licuar} \cdot x_{6retorno} = \dot{m}_7 = \dot{m}_{GH_2licuar} - \dot{m}_{LH_2} \quad (9.25)$$

El balance de energía en el estanque receptor es el siguiente:

$$\dot{m}_{LH_2} \cdot h_{LH_2} + \dot{m}_{6retorno} \cdot h_{6retorno} = \dot{m}_6 \cdot h_6 \qquad (9.26)$$

Para determinar la temperatura $t_{6retorno}$ y la presión $p_{6retorno}$ de las corrientes que se unen al intercambiador III de calor recuperativo, se deben considerar dos parámetros de aproximación de temperatura y balance de energía junto con el efecto *Joule-Thomson* sobre la válvula de expansión. El enfoque de la temperatura se puede estudiar estableciendo simultáneamente el balance de energía alrededor del intercambiador III de calor recuperativo y considerando el efecto *Joule-Thomson*.

Para calcular la temperatura t_7 se realiza el siguiente balance de energía en el intercambiador III:

$$\mathrm{ci} \cdot (\mathrm{t}_4 - \mathrm{t}_5) = \mathrm{x}_{6retorno} \cdot \mathrm{co} \cdot (t_7 - t_{6retorno}) \qquad (9.27)$$

Donde:

ci: es el calor específico medio del gas caliente =13,9 $[kJ/kg - K]$

co: es el calor específico medio del gas frio =12,44 $[kJ/kg - K]$

Por otra parte, el caudal total de retorno $\dot{m}_{retorno-total}$, formado por el hidrógeno gaseoso que no cambió de fase $\dot{m}_{6retorno}$, junto con el caudal que se desvió a través de la turbina $\dot{m}_e$ es:

$$\dot{m}_{retorno-total} = \dot{m}_8 = \dot{m}_9 = \dot{m}_{6retorno} + \dot{m}_e \qquad (9.28)$$

Finalmente, el trabajo necesario para operar el ciclo $\dot{W}_{total-entrada}$ corresponde a:

$$\dot{W}_{total-entrada} = \dot{W}_c - \mathrm{z} \cdot \dot{W}_t \qquad (9.29)$$

El trabajo reversible y eficiencia:

$$\dot{W}_{total-reversible} = \dot{m}_{GH_2} \cdot (\mathrm{h}_{LH_2} - h_1 - t_1 \cdot (\mathrm{s}_{LH_2} - s_1)) \qquad (9.30)$$

$$\eta_2 = \dot{W}_{total-reversible}/\dot{W}_{total-entrada} \qquad (9.31)$$

El rendimiento líquido del ciclo (y) junto con el coeficiente de rendimiento (COP) corresponden respectivamente a:

$$\mathrm{y} = \dot{m}_{LH_2}/\dot{m}_{GH_2} \qquad (9.32)$$

$$\mathrm{COP} = \dot{Q}_c/\dot{W}_{total-entrada} \qquad (9.33)$$

9.2.3.2. Dimensionamiento de equipos

Los equipos utilizados en el proceso de licuefacción son: 1 compresor, 3 intercambiadores de calor, 1 turbina y el estanque receptor.

9.2.3.2.1. Compresor

El compresor es un elemento fundamental en la planta de licuefacción. Su función es la de elevar la presión del hidrógeno de 100 a 7000 [kPa]. Dicho compresor, debe tener características particulares para trabajar con hidrógeno.

Primero, la lubricación del compresor debe ser sin aceite, para evitar que este contamine el gas y así no dañar la turbina. También se deben instalar detectores de fugas de hidrógeno, debido a que, al contacto con el aire, el hidrógeno es altamente explosivo. A continuación, se presentan las características principales del compresor en el proceso de licuefacción (ver tabla 9.12).

Tabla 9.12: Características Compresor en Proceso de Licuefacción. Caudal máximo en ciclo estacionario.

Compresor en planta de licuefacción		
	Entrada	**Salida**
Caudal máx. $[kg/s]$	0,5	0,5
Presión [kPa]	100	7000
Temperatura [K]	293,2	293,2
Entalpia [kJ/kg]	4128	4128
Potencia requerida [kW]	1593	

Dado que el eje del compresor es propulsado por un motor eléctrico, la potencia eléctrica consumida en el proceso de compresión debe tener en cuenta la eficiencia del motor. Por tanto, el consumo energético diario del compresor se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$E_{comp} = \frac{\dot{W}_c \cdot t_{día}}{\eta_{ele}} \ [kWh/día] \qquad (9.34)$$

Donde:

$\dot{W}_c$: Potencia del eje del compresor (kW).

$t_{día}$: Tiempo de funcionamiento diario (11horas / día).

η_{ele}: Eficiencia del motor eléctrico (90%).

El consumo energético del compresor sería:

$$E_{comp} = 19.470 \ [kWh/día]$$

9.2.3.2.2. Turbina

Para poder alcanzar las bajas temperaturas a las cuales el hidrógeno se licua, se necesitan turbinas de expansión criogénicas, que puedan trabajar con hidrógeno.

Al igual que en el compresor, en la turbina tampoco se pueden producir fugas, por lo que se requieren detectores de hidrógeno por seguridad, a continuación, se presentan las características principales de la turbina (ver tabla 9.13):

Tabla 9.13: Características turbina en Proceso de Licuefacción. Caudal máximo en clico estacionario.

Turbina en planta de licuefacción		
	Entrada	**Salida**
Caudal máx. $[kg/s]$	0,1	0,1
Presión [kPa]	7000	100
Temperatura [K]	100	80
Entalpia [kJ/kg]	1487	692,4
Potencia obtenida [kW]	79,53	

9.2.3.2.3. Intercambiadores de calor

Los intercambiadores de calor son una parte fundamental de cualquier sistema criogénico. Deben ser compactos para reducir el riesgo de entrada de calor desde el ambiente, los motores o los compresores. Para el sistema, deben mantenerse al vacío y también deben estar aislados. Si el tamaño de los intercambiadores de calor es pequeño, la reducción asociada en el área de transferencia de calor puede causar una reducción en la efectividad del intercambiador de calor. Una reducción en la efectividad de un intercambiador de calor en un uno por ciento puede causar una reducción en la eficiencia general del sistema en un 6 a 7% [30]. El uso de áreas de intercambiador de calor grandes, por otro lado, puede aumentar el costo del intercambiador de calor de manera significativa.

El material de un intercambiador de calor debe ser capaz de soportar las condiciones de diseño y funcionamiento y el entorno exterior durante toda la vida esperada, a un costo inicial mínimo y, con un costo de reparación de mantenimiento bajo. Debido a las bajas temperaturas de funcionamiento que se encuentran en las aplicaciones criogénicas, los materiales se vuelven frágiles.

Utilizando las ecuaciones (9.1 a 9.5), se calcula el área de cada intercambiador de calor, el valor del coeficiente global de transferencia U se obtiene aproximando el coeficiente convectivo de los gases participantes [31]. Los resultados obtenidos para cada intercambiador se presentan en la siguiente tabla 9.14:

Tabla 9.14: Intercambiadores de calor en proceso de licuefacción.

Intercambiadores de calor en proceso de licuefacción				
Equipo	**Calor intercambiado** $\dot{Q}$ $[kW]$	ΔT_{log} $[K]$	**U** $[W/m^2\ K]$	**A** $[m^2]$
I	1308,11	10,04	81,59	1,58
II	115,03	16,71	81,59	0,08
III	212,46	40,27	81,59	0,06

9.2.3.2.4. Estanque receptor

Normalmente se requieren dos tipos de almacenamiento de hidrógeno líquido. Uno es el almacenamiento final para algún tipo de aplicación (se analiza en la sección 9.2.5) y el otro es el

almacenamiento al final del ciclo donde parte del hidrógeno gaseoso se licua y otra parte retorna al ciclo. Este estanque es igual al diseñado para el almacenamiento, salvo por contar con una vía de retorno para el hidrógeno gaseoso. Para efectos del análisis económico, se estimará la compra de un estanque adicional para este fin con el mismo valor.

9.2.4. Planta de compresión

A continuación, se presenta el análisis termodinámico del ciclo, posteriormente se dimensiona cada equipo.

9.2.4.1. Análisis termodinámico del ciclo de compresión

Para poder establecer los estados termodinámicos en el proceso de compresión de hidrógeno a la entrada y salida de cada equipo, se realizan balances de energía y masa. A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas, para obtener los resultados presentados en la sección 7.2.2.

El caudal de hidrógeno gaseoso proveniente de la planta de electrólisis $\dot{m}_{GH_2}$, ingresa al compresor I. Este caudal se mantiene constante durante todo el proceso de compresión (se asume que no hay pérdidas).

Primero se calcula la relación de calor específico k:

$$k = \frac{c_p}{c_v} \qquad (9.35)$$

Donde:

c_p: Calor específico del hidrógeno a presión constante $[kJ/kmolK]$

c_v: Calor específico del hidrógeno a volumen constante $[kJ/kmolK]$

En el presente estudio, se asume que el proceso de compresión de hidrógeno es politrópico, de esta manera, se calcula el exponente politrópico n:

$$\frac{n}{n-1} = \frac{k}{k-1} \cdot \eta_p \qquad (9.36)$$

Donde:

η_p: Eficiencia politrópica

La relación de presión para cada etapa de compresión es simplemente la relación del lado de alta y baja presión del compresor individual en relación con el número de etapa (y) de la siguiente manera:

$$r_p = \left(\frac{P_{salida}}{P_{entrada}}\right)^{\frac{1}{y}} \qquad (9.37)$$

La temperatura de salida del compresor está relacionada con el exponente politrópico y la relación de presión:

$$T_{salida} = r_p^{\frac{n-1}{n}} \cdot T_{entrada} \qquad (9.38)$$

Con estas ecuaciones () y con los valores impuestos de presión ($P_{entrada} = 100\ [kPa]$) y temperatura ($T_{entrada} = 293{,}2\ [K]$) de entrada del hidrógeno gaseoso proveniente de la planta de electrólisis y el valor de presión a la que se quiere llegar ($P_{salida} = 70000\ [kPa]$), se realiza un cálculo iterativo para obtener todas las presiones y temperaturas en cada equipo de compresión.

Posteriormente, con la presión y temperatura a la salida de cada compresor, se obtienen los factores de compresión a través del Gráfico 7.6.

Con los factores de compresión, es posible determinar el aumento de la densidad del hidrógeno a la salida de cada compresor (variando presión y temperatura en cada caso), mediante la siguiente formula:

$$\rho = \frac{100 \cdot P}{z \cdot R \cdot T} \qquad (9.39)$$

Donde:

ρ: Densidad $[kg/m^3]$

R: Constante universal de los gases = $8{,}314472\ [J/mol\ K]$

Finalmente, para obtener el trabajo total realizado por el ciclo de compresión, se calcula el trabajo realizado por cada compresor y luego se suman, dividiendo el total por la eficiencia politrópica:

$$W_{total\ entrada} = \frac{\sum_i \left(\frac{\dot{m}_{GH_2} \cdot z_i \cdot R \cdot T_i \cdot \left(r_p^{\frac{n-1}{n}} - 1\right)}{n-1} \right)}{\eta_p} \qquad (9.40)$$

Ahora es posible definir la eficiencia energética del ciclo de compresión, considerando las principales entradas y salidas hacia / desde el subsistema:

$$\eta_{compresión} = \frac{\dot{m}_{GH_2}}{W_{total\ entrada}} \qquad (9.41)$$

9.2.4.2. Dimensionamiento de equipos

Los equipos utilizados en el proceso de compresión son: 5 compresores y 4 intercambiadores de calor.

9.2.4.2.1. Compresores

Con respecto a los compresores, cada equipo debe cumplir con las siguientes características (ver tabla 9.15):

Tabla 9.15: Características compresores en proceso de compresión.

Compresor	Caudal máx. [kg/s]	Presión salida [kPa]	Potencia [kW]
I	0,1001	370,7	270,1
II	0,1001	1.374	272,6
III	0,1001	5.094	278
IV	0,1001	18.883	299,6
V	0,1001	70.000	391,1

9.2.4.2.2. Intercambiadores de calor

Utilizando las ecuaciones (9.1 a 9.5), se calcula el área de cada intercambiador de calor, el valor del coeficiente global de transferencia U se obtiene aproximando el coeficiente convectivo de los gases participantes [31] los resultados se presentan en las tablas 9.16 y 9.17.

Tabla 9.16: Parámetros generales intercambiadores de calor en proceso de compresión

Parámetros generales intercambiadores de calor en proceso de compresión	
Fluido frio	Agua
Fluido caliente	Hidrógeno
Calor intercambiado $\dot{Q}$	219,14 $[kW]$
Caudal fluido trabajo	0,55 $[kg/s]$
ΔT_{log}	36,83 $[K]$
U	768 $[W/m^2\ K]$
Área	0,0077 $[m^2]$
Coeficiente convectivo agua h	7500 $[W/m^2\ K]$

Tabla 9.17: Intercambiadores de calor en proceso de compresión.

Compresor	Coeficiente convectivo hidrógeno a diferentes presiones h $[W/m^2\ K]$	Coeficiente global de transferencia U $[W/m^2\ K]$	Área intercambiadores A $[m^2]$
I	102,5	101,12	16,99
II	325	311,50	52,35
III	325	311,50	52,35
IV	650	598,16	100,53
V	650	598,16	100,53

9.2.5. Almacenamiento

Los estanques de almacenamiento (LH_2 y CGH_2) se definen según el análisis presentado a continuación [28].

9.2.5.1. Hidrógeno Líquido Criogénico

Para el caso de almacenamiento de hidrógeno líquido, la masa total de hidrógeno (m_{H_2}) necesaria se basa en el tiempo de funcionamiento (en horas).

$$m_{H_2} = 4000\ [kg]$$

En tanto el volumen del estanque se define como:

$$V_t = m_{H_2}\ (1 + Vi)\ /\ \rho_{LH_2} \qquad (9.42)$$

$$\rho_{LH_2} = 70{,}71\ [kg/m^3]$$

Debe quedar espacio en el estanque para mantener una presión constante y proporcionar espacio para la ebullición. Se estima que este exceso de volumen ronda el 7,2% ($Vi = 0{,}072$) del volumen total del estanque.

El radio del tanque (r) se puede calcular resolviendo la siguiente ecuación V_t para r. Donde $L = 0$ para un estanque esférico.

$$V_t = 4\,\pi\, r^3/3 + \pi\, r^2\, L\ \ [m^3] \qquad (9.43)$$

Con el radio y la presión del estanque conocidos, el espesor de pared requerido (t_w) se puede determinar en base a la tensión máxima permitida (σ_y) y un factor de seguridad (FoS). Las siguientes dos ecuaciones representan el espesor de pared para un estanque esférico y un estanque cilíndrico con tapas de extremo hemisféricas, respectivamente.

$$t_w = P\ r\ FoS\ /\ \sigma_y \qquad (9.44)$$

$$t_w = P\ r\ FoS\ /\ (2\ \sigma_y) \qquad (9.45)$$

Donde,

t_w: espesor de pared requerido [m]

σ_y: tensión máxima permitida [MPa]

FoS: factor de seguridad

A partir del espesor de la pared y la densidad del material utilizado para construir el estanque (ρt) se puede calcular la masa del estanque (m_t).

$$m_t = \rho t\ (4/3)\ \pi\ (r + t_w)\ 3 + \pi\ (r + t_w)\ 2\ L - V_t \qquad (9.46)$$

El principal problema en el almacenamiento de hidrógeno líquido es la evaporación del hidrógeno *boil-off*. Este fenómeno se produce una parte del líquido hierve bajo intercambio de calor y se vuelve gaseoso, que puede escapar por permeación y depende del aislamiento térmico, el tamaño del estanque, la forma del estanque y la relación de estados moleculares (relación orto-para) del hidrógeno, siendo el aislamiento térmico el parámetro más eficaz entre estos donde existe una relación inversa entre el espesor del aislamiento y las tasas de ebullición [32].

En la fabricación de estanques de almacenamiento el rendimiento de los sistemas de almacenamiento criogénico se puede mejorar suficientemente mediante el uso de materiales compuestos a medida. Debido a la menor experiencia con estos materiales en recipientes a presión criogénicos y los altos factores de seguridad resultantes, podrían aumentar significativamente la masa de la pared del estanque. En un estudio de la NASA [33], la aleación de aluminio 2219 se considera como el material del estanque, que cumple todos los requisitos de la mejor manera en comparación con otros investigados. Las propiedades de este material ofrecen a una temperatura criogénica de $20°K$ una densidad de $2825\ [kg\ /\ m^3]$ y una tensión limitada de $K\ =\ 172{,}4\ [MPa]$ en las últimas condiciones de diseño.

Para el cálculo del espesor se extrapolaron resultados de un estudio de modelamiento y diseño de almacenamiento de hidrógeno [33].

9.2.5.2. Hidrógeno Gaseoso Comprimido

Para este análisis se asume que el hidrógeno seguirá el comportamiento de un gas ideal representado por la ecuación de estado, donde m_{H_2} es la masa del hidrógeno;

$$P\,V_t\ =\ m_{H_2}RT \qquad (9.47)$$

Donde,

R: constante de gas para el hidrógeno $4157{,}2\ [Nm/K \cdot kg]$

P: presión del gas $[Pa]$

V_t: volumen estanque $[m^3]$

T : temperatura $[K]$

Usando la constante de gas dada anteriormente, la ecuación 9.47 se puede reformular de la siguiente manera:

$$V_t\ = \frac{Z \cdot 4157{,}2 \cdot m_{H_2} \cdot T}{P} \qquad (9.48)$$

El radio del estanque (r) se calcula con la ecuación 9.43.

Para el cálculo del espesor se extrapolaron resultados de un estudio de modelamiento y diseño de almacenamiento de hidrógeno [33].

10. Evaluación económica

En la siguiente sección se presenta la metodología utilizada para realizar la evaluación económica del proyecto.

Debido a que la planta fotovoltaica y la planta de producción de hidrógeno (planta de electrólisis, licuefacción o compresión y almacenamiento) se ubicarán en diferentes lugares geográficos, la energía producida en la planta fotovoltaica se venderá al sistema, para posteriormente comprar esta energía en el lugar de la planta de producción, esto con el objetivo de ahorrar costos de traslado de agua, entre otros.

Por esta razón, se realizarán las siguientes evaluaciones económicas:

1. Evaluación económica planta fotovoltaica.
2. Evaluación económica producción de hidrógeno por licuefacción (considerando, planta de electrolisis, planta de licuefacción y almacenamiento de LH_2) y evaluación económica producción de hidrógeno por compresión (considerando, planta de electrolisis, planta de compresión y almacenamiento de CGH_2)

10.1. Evaluación económica planta fotovoltaica

Se comienza con la estimación de costos e ingresos en la planta fotovoltaica, luego con la inversión que implica el proyecto completo, detallando como es que se estiman los precios asociados. Luego, se calculan los costos asociados a la operación y mantención y se detallan las consideraciones para realizar la evaluación económica en base a dos métodos para el financiamiento de la inversión, sin y con crédito.

10.1.1. Estimación costos marginales e ingresos por venta

A continuación, se detallan los costos marginales e ingresos por venta de energía y potencia.

10.1.1.1. Costos marginales

El costo marginal o CMg horario es el costo que tiene para el sistema el proveer una unidad adicional de energía en cada hora. En la práctica, como el despacho de los generadores lo realiza el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) en orden creciente de costos, el costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra

operando para abastecer la demanda en un instante determinado, y corresponde al precio en que se valorizan las inyecciones y retiros de todas las empresas generadoras del sistema [34].

10.1.1.2. Proyección costos marginales

La proyección de CMg corresponde al ejercicio de predecir la evolución de la matriz de generación para abastecer una demanda creciente en el tiempo, y simular su operación.

Para realizar la proyección de los CMg hasta el año 2050 se tomaron datos del Coordinador Eléctrico Nacional, de la barra Crucero, donde se conectará el presente proyecto, entre los años 2009 y 2017. Los datos se filtraron para calcular un promedio anual del CMg entre las 07:00 y las 18:00 horas, tiempo durante el cual se estima que se venderá la energía (de haber tomado las horas de la noche se podría tener un costo mayor al real de venta).

A partir de los promedios anuales del CMg se realizó una extrapolación de tipo exponencial que se muestra en la figura 10.1. Los datos entre 2009 y 2017 muestran una disminución progresiva del CMg debido a la inclusión de plantas solares en la zona, desplazando a la central diésel durante las horas de sol. Con la proyección se obtiene una disminución del costo que cada vez es menos marcada, llegando a un valor de $30{,}67\ [USD/MWh]$ en 2030 y de $26{,}51\ [USD/MWh]$ en 2050.

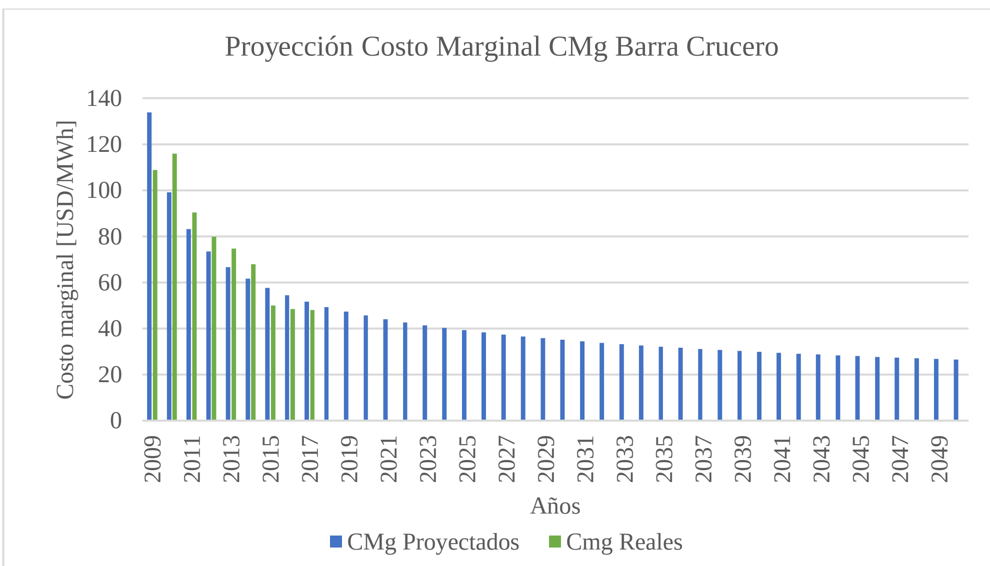


Gráfico 10.1 Proyección CMg barra Crucero.

Para calcular el ingreso, se asume que toda la energía generada se inyecta a la barra al valor del CMg. Para ello se hará un cruce del ciclo horario de radiación de verano e invierno junto a la variación diaria proyectada del CMg. A continuación, se muestran los ingresos proyectados hasta el año 2050 al usar la proyección exponencial (ver tabla 10.1):

Tabla 10.1 Ingresos esperados por venta de energía hasta el año 2050

Año	**Ingresos** $[MMUSD]$	**Año**	**Ingresos** $[MMUSD]$	**Año**	**Ingresos** $[MMUSD]$
2021	1,37	**2031**	0,99	**2041**	0,80
2022	1,31	**2032**	0,97	**2042**	0,79
2023	1,26	**2033**	0,95	**2043**	0,78
2024	1,22	**2034**	0,94	**2044**	0,77
2025	0,99	**2035**	0,92	**2045**	0,77
2026	1,13	**2036**	0,88	**2046**	0,76
2027	1,14	**2037**	0,87	**2047**	0,76
2028	1,11	**2038**	0,86	**2048**	0,75
2029	1,09	**2039**	0,85	**2049**	0,75
2030	1,07	**2040**	0,83	**2050**	0,75

10.1.1.3. Ingresos por potencia instalada

Para calcular el ingreso por potencia instalada se utilizó un promedio calculado de 8,25 USD/kW/mes en donde solo se reconoce un 19% de la potencia de una central fotovoltaica [35] (ver tabla 10.2).

Tabla 10.2: Ingresos por potencia instalada al año.

Ingresos por potencia instalada al año	
Pago por potencia	8,25 [UDS/kW/mes]
Potencia reconocida	19%
Potencia instalada	23.000[kW]
Pago total por año	432.630 [USD]

10.1.2. Inversión

Para la inversión inicial, se realizó un estudio comparativo en base a los metros cuadrados de los antecedentes que entregaba el proyecto a menor escala [36]. El detalle de inversión se encuentra en anexo H. A continuación, se presentan los valores principales de inversión (ver tabla 10.3 y gráfico 10.2):

Tabla 10.3: Inversión planta fotovoltaica [USD].

Inversión planta fotovoltaica [USD]	
Suministro equipamiento mecánico general	$6.920
Instalaciones parque fotovoltaico	$7.680.531
Suministro y montaje equipamiento eléctrico (FOB)	$573.723
Fletes y seguros	$200.940
Obras civiles y montaje	$2.631.706
Interconexión eléctrica	$597.677
Gastos de gestión del propietario	$615.082
Imprevistos	$3.000.000
Total Inversión	**$15.306.579**
Terreno	$10.855.184

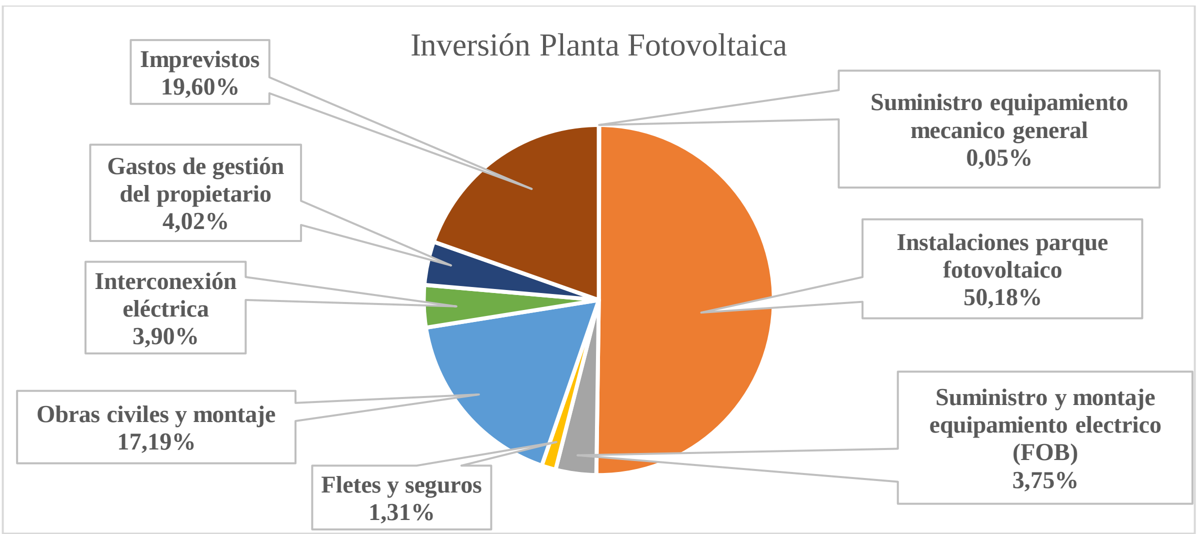


Gráfico 10.2: Grafico inversión total.

10.1.3. Costos operacionales y mantenimiento

Los costos de operación se considera fundamentalmente el sueldo de las personas que trabajan para la planta (algunas podrían desarrollar sus tareas de forma remota). Estos costos se presentan en la tabla 10.4.

Tabla 10.4: Costos operacionales.

Costos Operación			
Tipo	**Costo [USD/día]**	**Cantidad**	**Costo Anual**
Guardias	$60	3	$47.520
Personal planta	$60	2	$31.680
Administrativos/as	$80	2	$42.240
Ingenieros/as	$120	1	$31.680
		Total sueldos	**$153.120**

Los costos de mantenimiento se obtuvieron de un estudio de costos de mantenimiento y operación de plantas fotovoltaicas suizas y alemanas, siendo costos normalizados por la capacidad de la planta. Algunos costos se pagan anuales, y otros, como costo de limpieza o de mantenimiento preventivo se consideran periódicos, cada 3 años (en el documento se señala que el tiempo entre estas operaciones varía entre 1 a 5 años). A continuación, en la tabla 10.5, se encuentra la estimación de estos costos [37].

Tabla 10.5: Costos de mantenimiento.

Costos fijos de mantenimiento anuales		
	[USD/kW]	**Anual [USD]**
Seguros	$1,18	$23.540
Monitoreo	$1,65	$33.014
Comunicación de datos	$0,14	$3.026
Reparaciones y reemplazos	$1,50	$29.960
Medición de potencia (simple)	-	$193
Total costos fijos anual		$89.733
Costos variables de mantenimiento anual (trimestral)		
Control y visitas de mantenimiento preventivo	$128.400	$64.200
Limpieza	$299.600	$179.760
Total costos trimestrales		$243.960

10.1.4. Indicadores económicos

Para realizar la evaluación económica se tomaron en cuenta los costos fijos y variables de mantenimiento, la inversión inicial detallada en el CAPEX del proyecto (apéndice H).

Primero se considera el proyecto puro, sin financiamiento, y luego con crédito del 60% del total de la inversión inicial con un $8% anual de tasa de interés, pagando a 20 años plazo.

El horizonte de evaluación del proyecto es de 25 años dada la vida útil de los componentes principales. Algunos elementos de menor vida útil, como inversores, se ingresan debidamente en el flujo de caja.

Se considera una tasa de descuento del 5%. Bajo estos supuestos, en la tabla 10.6 se encuentran algunos indicadores económicos, tales como VAN, TIR y LCOE.

Tabla 10.6: Principales indicadores económicos en el flujo de caja de planta fotovoltaica sin y con crédito.

Indicadores económicos planta fotovoltaica		
	VAN (5%)	**TIR**
sin crédito	4.625.325 $[USD]$	8%
con crédito	175.448 $[USD]$	4%

Con respecto al Levelized Cost of Energy (*LCOE*) (ver tabla 10.7) se compara con referencia [38].

Tabla 10.7: Comparación LCOE con proyectos de similar escala.

$LCOE\ [USD/MWh]$	Inversión	Costos (Operacionales y Mantenimiento)
Proyecto	138,84	72,78
Referencia planta solar 20MW	137,44	48,48

10.2. Evaluación económica producción de hidrógeno por licuefacción y compresión

Primero se calcularon los ingresos por venta de hidrógeno. En base a la bibliografía este valor difiere bastante de un documento a otro y depende principalmente de las características de todo el proceso de producción. Para este proyecto se considera un precio de venta de $13,99 USD/kg.

10.2.1. Inversión y costos operacionales y mantenimiento

Con respecto a los valores de inversión y costos de producción de hidrógeno (operación y mantenimiento), la falta de acceso a información respecto de los precios de los equipos de mayor magnitud como los compresores, intercambiadores de calor y los estanques de almacenamiento, llevan a la búsqueda de correlaciones que puedan servir como primera aproximación para la estimación de los costos de estos equipos. Los intercambiadores de calor, por ejemplo, deben ser fabricados especialmente para este proyecto, por lo que encontrar un costo para estos equipos es bastante difícil. Los cálculos para este fin se basaron en el documento "*Costs of Storing and Transporting Hydrogen*" Wade A. Amos National Renewable Energy Laboratory [39] (ver tabla 10.8). En los gráficos 10.3 y 10.4 se presentan diagramas circulares de la inversión de cada planta. Los costos comunes para ambas plantas son la planta de electrólisis, el terreno y el capital de trabajo.

Los costos de compresores se basan en la cantidad de trabajo realizado por el compresor, que depende de la presión de entrada, la presión de salida y el caudal. Los compresores alternativos se utilizan con mayor frecuencia para aplicaciones de hidrógeno, pero los compresores centrífugos también son una opción. Los compresores alternativos cuestan aproximadamente un 50% más que un compresor centrífugo comparable, pero tienen una mayor eficiencia. Los costos de capital de ambos tipos de compresores tienen un exponente de dimensionamiento de 0,80. Las altas presiones operativas también aumentan el costo de un compresor.

El costo de capital de una planta de hidrógeno líquido se puede estimar basándose en la tasa de producción de hidrógeno. Los exponentes de dimensionamiento para las plantas de hidrógeno líquido oscilan entre 0,6 y 0,7.

Con respecto al terreno, para las plantas de producción de hidrógeno (liquido o gaseoso) se optó por la zona de Caldera, Región de Atacama, en las cercanías de la planta de desalinización de la minera CAP. Se considera un terreno de 1,5 [há].

Para el almacenamiento, en licuefacción y compresión se necesita un estanque de diferentes características c/u. Para la evaluación económica se adquiere en ambos casos un estanque extra de respaldo. En el caso del proceso de licuefacción, se considera además un tercer estanque como receptor del proceso de licuefacción. Para el hidrógeno comprimido, los costos de almacenamiento tienen exponentes que dependen del tamaño de los recipientes y la presión, estos varían de 0,62 a 0,75 según la capacidad. Para el hidrógeno líquido, los recipientes son de baja presión, pero tienen altos costos de capital debido al aislamiento necesario para evitar la ebullición. El costo depende principalmente del volumen con un exponente de tamaño de alrededor de 0,7.

Los costos operativos en compresión dependen en mayor medida de la energía en los compresores, en el caso de licuefacción la electricidad.

En la instalación se incluyen, *piping*, sensores (presión, temperatura, fugas hidrógeno, entre otros) y monitoreo, válvulas, obras civiles y montaje, fletes, imprevistos, etc.

Para los costos de capital de trabajo, estos son similares a los considerados en la planta fotovoltaica (ver tabla 10.4) con respecto a guardias, personal planta, administrativos/as e ingenieros/as.

Tabla 10.8: Cuadro resumen inversión, costos de producción y mantenimiento.

<table>
<tr><th colspan="4">Planta electrólisis [USD]</th></tr>
<tr><td colspan="2">Electrolizador</td><td colspan="2">$46.000</td></tr>
<tr><td colspan="2">Intercambiador de calor</td><td colspan="2">$113</td></tr>
<tr><td colspan="2">Bomba</td><td colspan="2">$3.200</td></tr>
<tr><td colspan="2">Total inversión electrólisis [USD]</td><td colspan="2">$49.313</td></tr>
<tr><th colspan="4">Costos iguales [USD]</th></tr>
<tr><td colspan="2">Terreno</td><td colspan="2">$681.756</td></tr>
<tr><td colspan="2">Capital trabajo</td><td colspan="2">$153.120</td></tr>
<tr><th colspan="2">Planta licuefacción</th><th colspan="2">Planta compresión</th></tr>
<tr><td>Compresor</td><td>$1.135.491</td><td>Compresores</td><td>$1.496.286</td></tr>
<tr><td>Intercambiadores de calor</td><td>$452</td><td>Intercambiadores de calor</td><td>$70.675</td></tr>
<tr><td>Turbina</td><td>$86.930</td><td>Almacenamiento</td><td>$28.424</td></tr>
<tr><td>Almacenamiento</td><td>$6.549,12</td><td>Instalación (equipos secundarios)</td><td>$948.703,8</td></tr>
<tr><td>Instalación (equipos secundarios)</td><td>$735.033,62</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>Total inversión licuefacción [USD]</td><td>$2.799.331,74</td><td>Total inversión compresión [USD]</td><td>$3.428.277,8</td></tr>
<tr><th colspan="4">Costos (Operacionales y Mantenimiento) [USD]</th></tr>
<tr><td colspan="2">$72.000</td><td colspan="2">$36.000</td></tr>
</table>

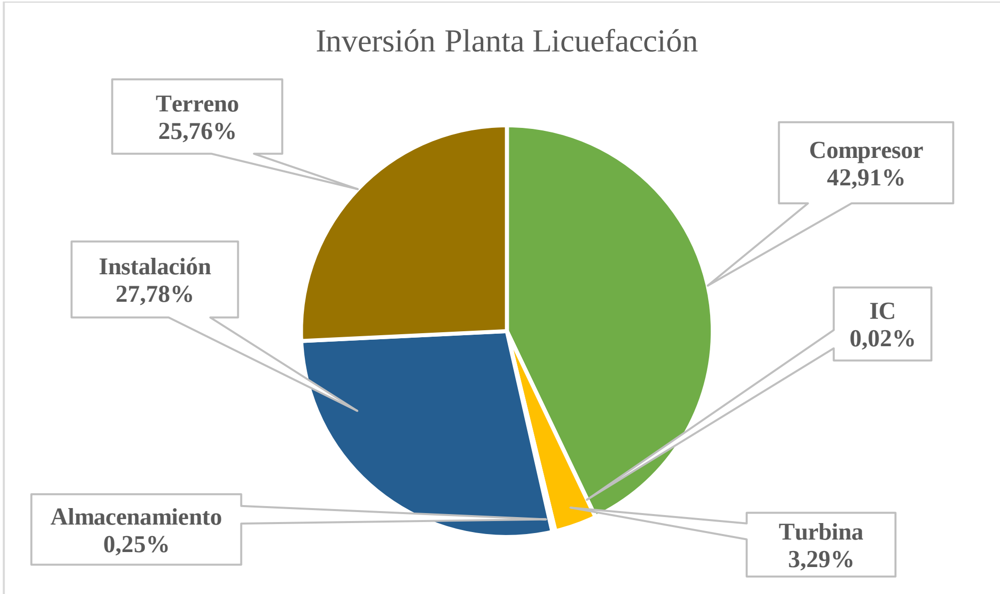


Gráfico 10.3: Inversión total proceso licuefacción.

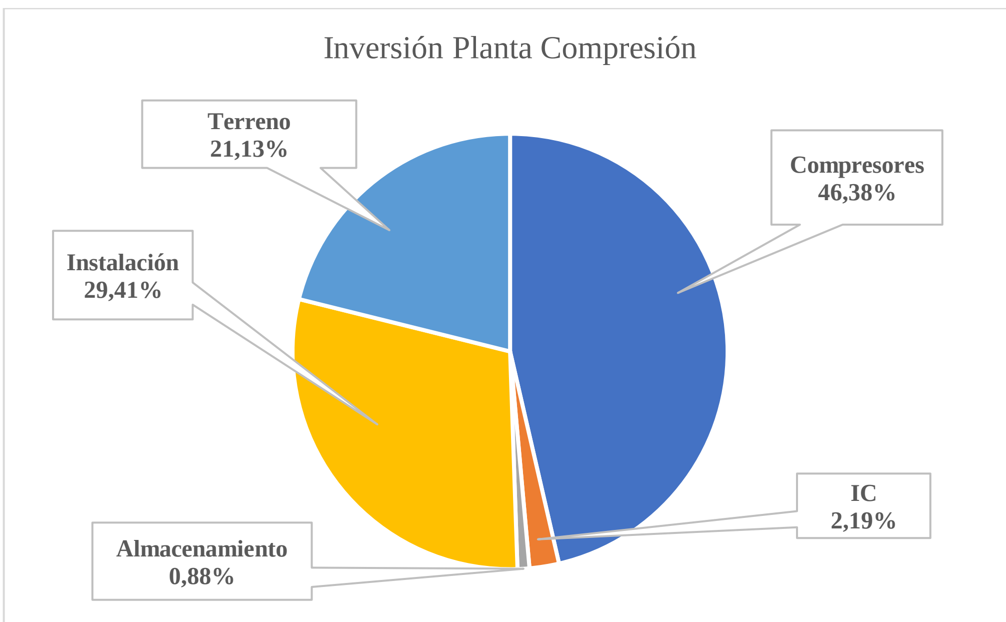


Gráfico 10.4: Inversión total proceso de compresión.

10.2.2. Indicadores económicos

La evaluación económica del proyecto se desarrolla basada en las siguientes consideraciones:

- Se realiza flujo de caja privado para planta de producción de hidrógeno por licuefacción y flujo de caja privado para planta de producción de hidrógeno por compresión.

- Se considerar los costos operacionales y mantenimiento además de la inversión inicial. Cada evaluación económica incluye costos comunes (planta electrólisis, terreno y capital de trabajo).
- Se considera el proyecto puro, sin financiamiento.
- El horizonte de evaluación del proyecto es de 25 años, al igual que planta fotovoltaica.
- Se considera una tasa de descuento del 5%.
- Impuesto 27% primera categoría.

Bajo estos supuestos, en la tabla 10.9 se encuentran algunos indicadores económicos, tales como VAN, TIR y LCOE.

Tabla 10.9: Principales indicadores económicos en el flujo de caja de planta de licuefacción y compresión junto con producción de hidrógeno por electrólisis.

Indicadores económicos		
	VAN (5%)	**TIR**
Producción H_2 electrolisis y licuefacción	$10.286.376 [USD]	33%
Producción H_2 electrolisis y compresión	$10.331.238 [USD]	29%

11. Discusión y Análisis

11.1. Discusión sobre los resultados

La ubicación de la planta fotovoltaica es de radical importancia, debido a que, dependiendo de los niveles de radiación en la zona, repercute directamente en los ingresos por venta de energía. Después del estudio geográfico realizado (sección 5), la ubicación seleccionada (zona E) cerca de la ciudad de Calama, Región de Antofagasta representa una gran ventaja en este aspecto, con una irradiancia anual de $331{,}99\ [W/m^2]$. La planta fotovoltaica es capaz de entregar la potencia requerida para el proyecto de $23\ [MW]$ correspondiente a $53.446{,}54\ [kWh]$ energía anual, que abastece a la planta de electrólisis como también los requerimientos energéticos de las plantas de licuefacción y compresión. La planta de producción de hidrógeno (llámese planta de electrólisis + planta de licuefacción o planta de electrólisis + planta de compresión) se ubica en la zona de Calera, Región de Atacama, en las cercanías de la planta de desalinización de agua de la minera CAP, para abastecer el suministro de agua requerido.

El electrolizador de tecnología PEM *HyLYZER®-4000-30*, utilizado en el presente estudio, corresponde a uno de los más avanzados del último tiempo para producción de hidrógeno. Necesita $20\ MW - 4.4\ a\ 4.8\ [kWh/Nm^3{}_{H_2}]$ para operar y produce $360{,}36\ [kg_{H_2}/\text{h}]$. Estos valores sin duda limitan la escala del proyecto.

El ciclo de *Claude* definido para la licuefacción de hidrógeno en el proyecto (ver figura 7.1) requiere de un análisis termodinámico exhaustivo. Los balances de energía y masa realizados (sección 9.2.3) para cada equipo con el objetivo de determinar los estados termodinámicos se presentan en la tabla 7.2. La mayor dificultad en los cálculos se presenta en la válvula *Joule-Thompson* debido a lo complejo del fenómeno. El código utilizado para resolver las ecuaciones se encuentra en el apéndice F. La eficiencia obtenida corresponde aproximadamente a 65%, y esto se debe principalmente a la baja producción de hidrógeno líquido en cada ciclo. Al ingresar el caudal $0{,}1001\ [kg_{H_2}/s]$ sólo se convierte en hidrógeno líquido un $19{,}98\%$ mientras que el resto del gas retorna al ciclo y así sucesivamente. La producción de hidrógeno logra un estado estacionario dentro de 40 días de funcionamiento (ver gráfico 7.5). Pese a esto, el hidrógeno líquido presenta buenas ventajas debido la baja presión $100\ [kPa]$ y elevada densidad obtenida $70{,}71\ [kg/m^3]$ lo que permite un almacenamiento y posterior transporte mucho más económico.

A diferencia del ciclo de licuefacción, el ciclo de compresión es más simple en cuanto análisis termodinámico, requiere un cálculo iterativo, aunque no menor, para determinar los estados de los equipos involucrados. En ciclo de compresión se obtiene inmediatamente la producción estacionaria desde el primer día, arrojando una eficiencia del 82%. El hidrógeno comprimido obtenido posee una densidad de $39{,}95\ [kg/m^3]$ y una presión de $70.000[kPa]$. El código utilizado para resolver las ecuaciones se encuentra en el apéndice G.

El almacenamiento de hidrógeno líquido presenta ventajas tales como utilizar bajas presiones, y requerir bajos volúmenes de almacenamiento. En términos de diseño lo más relevante es la aislación del estanque para evitar ebullición o *boil-off*. Las velocidades de ebullición son inversamente proporcionales al tamaño del recipiente, por lo que las unidades de almacenamiento más grandes tendrán velocidades de ebullición más bajas. Con respecto a las unidades de almacenamiento de hidrógeno comprimido, presentan ventajas tales como que es una tecnología probada y con alta seguridad. Por otra parte, dentro de las desventajas está el gran volumen físico de los estanques en consecuencia, a mayor escala, altos costos de inversión.

En temas de seguridad, en el caso del gas comprimido, existen dos peligros. Primero, un recipiente de alta presión siempre presenta algún nivel de riesgo, ya sea un gas inerte o un gas reactivo como el hidrógeno. En segundo lugar, si un estanque de gas comprimido presenta una fuga, resultará en la liberación de una gran cantidad de hidrógeno muy rápida. El hidrógeno líquido tiene el potencial de liberar incluso más hidrógeno que el gas comprimido si un recipiente de almacenamiento tiene una fuga porque el hidrógeno líquido se vaporizará rápidamente. En áreas abiertas, sin embargo, hay pocas posibilidades de detonación, porque el hidrógeno se difunde rápido en el aire. Se han invertido esfuerzos continuos para aumentar la seguridad en la infraestructura de hidrógeno, así como una revisión continua de estos códigos y estándares, incorporando la evaluación de riesgos en las buenas prácticas dentro de la industria a medida que se desarrollan nuevas tecnologías. A la fecha, la mayoría de los esfuerzos se han centrado en el almacenamiento de hidrógeno gaseoso, mientras que los riesgos de almacenamiento de hidrógeno líquido han sido menos explorados. Para la evaluación económica, se incluyeron sensores de fugas, monitoreo, etc. Con el objetivo de aumentar la seguridad.

Finalmente, con una planta fotovoltaica de $23\ MW$ se obtiene $1983{,}96\ [kg_{H_2}/día]$ cada 24 horas, los 7 días de la semana, de hidrógeno líquido o comprimido, con una potencia eléctrica de $1{,}98\ MW$, es decir una potencia térmica de $6{,}01\ MW$, para abastecer de forma continua algún tipo de aplicación energética. Si bien esto puede parecer bajo, pero para producir esta potencia todos los procesos asociados son bastante consumidores de energía.

11.2. Evaluación económica

Los costos más importantes en la planta fotovoltaica son los referentes a los paneles y su instalación además del terreno. Al realizar la evaluación del proyecto puro (sin crédito), este resulta viable con $VAN = \$4.625.325\ [USD]$ (ver tabla 10.6), y TIR del 8%. Al incorporar crédito del 60% de la inversión inicial, conduce a un $VAN = \$175.448\ [USD]$ con TIR 4% por lo que el proyecto resulta conveniente con ambas alternativas.

La evaluación económica incluyó el ítem “imprevistos” con un valor de \$3 millones de dólares, correspondientes a un valor cercano al 20% de la inversión inicial (ver gráfico 10.2), permitiendo que costos no previstos durante la evaluación no afecten demasiado, de manera que la rentabilidad del proyecto no cambie. Por otro lado, el costo de inversión del proyecto es de $\$15.306.579\ [USD]$, lo que conlleva a un costo unitario de $\$765\ [USD/kW]$ de potencia instalada.

Este costo unitario de potencia está en el rango de costos informados por la Comisión Nacional de Energía en su informe de marzo del 2020 [40]. Además, el costo nivelado de energía *LCOE* resulto ser muy similar a referencia de igual escala (ver tabla 10.7), por lo que los costos e inversión estimados y la energía producida para este proyecto son coherentes. Es importante destacar que el precio venta de energía en base al costo marginal se realizó en base a proyecciones exponenciales a largo plazo (2050) y los ingresos del proyecto dependen principalmente de la ubicación de la planta. Los valores obtenidos de venta de energía son elevados debido a las buenas condiciones de radiación en la zona donde se ubica la planta correspondiente zona cercana a la ciudad de Calama, Región de Antofagasta.

Los costos de producción de hidrógeno por electrólisis de agua (ver tabla 10.8) están influenciados por los costos de capital del electrolizador ($\$49.313\ [USD]$), su utilización y el precio de compra de electricidad (promedio) durante el tiempo de operación. Esta elección es de vital importancia para el resultado final de hidrógeno líquido o comprimido.

Con respecto a la planta de licuefacción y compresión, en ambas los costos más elevados corresponden a los compresores, si bien en la planta de licuefacción se necesita solo un equipo ($\$1.135.491[USD]$), este requiere tal potencia que se asemeja en parte a los cinco compresores de menor capacidad ($total\ \$1.496.286\ [USD]$) que se necesitan para comprimir hidrógeno (ver tabla 10.8). Los costos de los intercambiadores de calor en licuefacción son bastante bajos ($\$452\ [USD]$), el costo de la turbina ($\$86.930[USD]$) se asemeja a los intercambiadores en compresión ($\$70.675\ [USD]$). Hasta aquí los costos parecen equipararse de igual manera, pero en el almacenamiento es donde radica la diferencia, en el caso del almacenamiento líquido ($\$6.549\ [USD]$) considerando tres estanques, es significativamente inferior al costo del almacenamiento en compresión ($\$28.424\ [USD]$) considerando dos estanques.

El almacenamiento de gas comprimido compite con el almacenamiento de hidrógeno líquido en bajas tasas de producción. A tasas de producción bajas, el costo de capital del recipiente para hidrógeno comprimido es grande, pero la economía de escala reduce este costo a tasas de producción más altas, hasta que el costo de almacenamiento se ve finalmente limitado por el costo de electricidad de los compresores. A medida que aumenta el tiempo de almacenamiento, el costo de capital del recipiente a presión aumenta el costo de almacenamiento. Una opción para el almacenamiento de gas comprimido es aumentar la presión de funcionamiento del sistema. Esto aumenta el costo del recipiente a presión y el compresor, pero la reducción en el tamaño del estanque puede resultar en un ahorro general. En el almacenamiento de hidrógeno líquido, el *boil-off* es el indicador principal que determina el costo de inversión. Para recipientes pequeños, el hidrógeno líquido presenta altas tasas de ebullición, lo que incrementaría el costo de inversión. Debido a esto el hidrógeno líquido tendría un costo prohibitivo para almacenar pequeñas cantidades presentando una gran oportunidad para almacenamiento a gran escala. Los costos de almacenamiento de hidrógeno líquido son relativamente insensibles al tiempo de almacenamiento. A altas tasas de producción, los factores de economía de escala reducen los costos de almacenamiento de líquidos hasta que finalmente se ven limitados por los costos de electricidad asociados con la licuefacción.

Si se requiere expandir la escala del proyecto, el hidrógeno líquido es el más indicado para estos casos, en la escala actual del proyecto, aún es posible evaluar entre usar alguna de las dos

formas de almacenamiento con diferencias cercanas a $\$600.000$ $[USD]$ en términos de inversión. Para las opciones de almacenamiento examinadas, los costos del agua de refrigeración fueron insignificantes en comparación con los gastos de energía y capital.

Finalmente, ambos proyectos con VAN>0 son viables de realizar (ver tabla 10.9), sin necesidad de crédito, esto principalmente porque los costos de electricidad se cubren con la planta fotovoltaica diseñada.

12. Conclusiones

Con el objetivo de solucionar el problema de la intermitencia de centrales solares, el hidrógeno verde puede convertirse en un medio de almacenamiento y garantía de suministro, actúa absorbiendo electricidad renovable excedente en horas de máxima producción y, posteriormente, generando electricidad cuando las fuentes renovables no puedan cubrir la demanda. El hidrógeno posee la mayor energía de combustión por kilo que cualquier otro combustible, lo que se traduce en una mayor eficiencia por peso que la de los combustibles que se emplean en la actualidad.

Siguiendo la metodología presentada, la escala del proyecto se remite a una planta fotovoltaica de 23 $[MW]$ correspondiente a $53.446{,}54$ $[kWh]$ energía anual, ubicada en la Región de Antofagasta cerca de la ciudad de Calama. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios debido a que se obtuvieron elevados ingresos por venta de energía eléctrica. Las proyecciones realizadas se basaron en información tanto del Explorador Solar como del Coordinador Eléctrico Nacional. Invertir en una planta fotovoltaica implica destinar bastantes recursos económicos de instalación y terreno, posterior a esto, los costos operacionales y de mantenimiento son bajos lo que a largo plazo hace rentable el proyecto. En este caso el proyecto resulta viable sin crédito ($VAN = \$4.625.325$) y con un crédito del 60% de la inversión inicial ($VAN = \$175.448$).

La planta fotovoltaica diseñada alimenta el electrolizador PEM *HyLYZER®-4000-30* que producirá 360,36 $[kg_{H_2}/\text{h}]$ de hidrógeno gaseoso en condiciones normales, además de proveer de energía a los equipos de las plantas de licuefacción y compresión. La elección del electrolizador es muy relevante ya que limita la producción de hidrógeno líquido o comprimido.

Posteriormente los ciclos analizados de licuefacción y compresión entregan caudales de $1983{,}96$ $[kg_{H_2}/día]$. El ciclo de licuefacción necesita 1,577 $[MW]$ para operar, se obtiene LH_2 a $20{,}98$ $[°K], 120$ $[kPa]$, por otro lado, el ciclo de compresión necesita 1,679 $[MW]$ para operar, se obtiene CGH_2 a $446{,}4$ $[°K], 70.000$ $[kPa]$. Se puede producir una potencia eléctrica continua $(24/7)$ de 2 $[MW]$ de LH_2 o CGH_2, la única diferencia entre ambas es los 40 días que necesita planta de licuefacción para establecer producción continua.

Con respecto a los costos de inversión total de cada planta:

- Licuefacción: $2.799.331 $[USD]$
- Compresión: $3.428.277 $[USD]$

La mayor diferencia se produce en el almacenamiento. El costo almacenamiento de hidrógeno comprimido es mucho mayor que almacenar hidrógeno líquido:

- Licuefacción: $6.549 $[USD]$ con 3 unidades de almacenamiento
- Compresión: $28.424 $[USD]$con 2 unidades de almacenamiento

Estos resultados se deben principalmente al volumen por estanque, siendo un estanque de almacenamiento líquido de $60,64[m^3]$ versus un estanque de almacenamiento de gas comprimido de $153,65\ [m^3]$, es decir, más del doble.

Adoptar el enfoque del almacenamiento de hidrógeno comprimido es la solución de almacenamiento más simple; los únicos equipos necesarios para la obtención de gas comprimido son compresores, intercambiadores de calor y un estanque de alta presión. El principal problema del almacenamiento de gas comprimido es la baja densidad de almacenamiento, que depende de la presión. Las presiones de almacenamiento más altas dan como resultado costos de capital y operativos mayores.

El almacenamiento de hidrógeno líquido no es económico a bajas tasas de producción (es decir, inferiores a la escala del presente proyecto) debido al alto costo de capital de los equipos; compresor, intercambiadores de calor, válvula *Joule-Thomson* y estanque receptor. Según la literatura a tasas de producción más altas, el gas comprimido es más económico para períodos de almacenamiento cortos. Sin embargo, a medida que aumenta el tiempo de almacenamiento y escala del proyecto, el hidrógeno líquido tiene una ventaja sobre el gas comprimido debido al bajo costo de capital de un estanque de hidrógeno líquido en comparación con un recipiente a presión de gas comprimido. Los resultados del análisis económico indican que ambos proyectos, a esta escala, son viables sin crédito, esto principalmente porque los costos de electricidad se cubren con la venta de energía proveniente de la planta fotovoltaica diseñada, los resultados obtenidos para producción y almacenamiento con licuefacción entregan VAN=$10.286.362 mientras que con compresión VAN=$10.331.238.

Finalmente, con $23\ [MW]$ de energía renovable, se obtiene una potencia de $12\ [MW]$ de hidrógeno en condiciones normales y $1,98\ [MW]$ de hidrógeno comprimido o licuado de forma continua (24/7). Con estos resultados se puede solucionar la intermitencia de centrales solares, consecuencia de la inherente variabilidad en la disponibilidad de sol. Este proyecto entrega un combustible amigable con el medio ambiente, disponible también para ser utilizado en múltiples aplicaciones energéticas, como celdas de combustible, en ciclos de Rankine, para ser vendido o transportado, etc.

Se espera que, en los próximos años, los costos de producción de hidrógeno como de licuefacción o compresión bajen rápidamente en Chile y el mundo, esto impactará positivamente ya que los altos costos de inversión que requieren proyectos de estas características hacen absolutamente necesarias políticas públicas que contribuyan al desarrollo del hidrógeno verde en nuestro país. Como recomendación sería evaluar este proyecto a una mayor escala, para así identificar si efectivamente el almacenamiento por compresión es inviable. Por otra parte, indagar en mayor profundidad sobre diferentes tipos de materiales que puedan beneficiar el almacenamiento de hidrogeno y contribuir a disminuir costos.

13. Bibliografía

[1] F. Calise, M. Dentice D'Accadia, M. Santarelli, A. Lanzini, D. Ferrero, "*Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*". Agosto (2019).

[2] J. Linares, B. Moratilla, "*El hidrógeno y la energía*". Colección: Avances de Ingeniería, Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas. Madrid (2007).

[3] Vásquez R., Salinas F, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. "Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile" ,(2018).

[4] J. Jepsen, "*Technical and Economic Evaluation of Hydrogen Storage Systems Based on Light Metal Hydrides*", Helmholtz-Zentrum Geesthacht Zentrum für Material und Küstenforschung GmbH, (2014).

[5] IEA, "*Hydrogen Production & Distribution*". Disponible: https://iea-etsap.org/, (2014). Ultimo acceso octubre 2020.

[6] C. Fdez-Bolaños, "*Energética del Hidrógeno, contexto, estado actual y perspectivas del futuro*", Trabajo Fin de Grado Ingeniería de la Energía, Depto. de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, (2005).

[7] E. Maillo, «*Estado del Arte de Sistemas de Compresión de Hidrógeno a Alta Presión*». Trabajo Fin de Grado Ingeniería de la Energía, Depto. de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla (2015).

[8] M. Rashid, M Al Mesfer, H. Naseem, M. Danish. «*Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis*» International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT) ISSN: 2249 – 8958, Volume-4 Issue-3, (2015).

[9] K. Nuria Hartmann "*Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados*", agosto (2019).

[10] A. Hammad, "*Analysis and Assessment of Advanced Hydrogen Liquefaction Systems*" A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirement for Doctor of Philosophy Degree in Mechanical Engineering, University of Ontario Institute of Technology Oshawa, Ontario, Canada September (2019).

[11] O. Kaska, C. Yılmaz, O. Bor, N. Tokgoz. «*The performance assessment of a combined organic Rankine-vapor compression refrigeration cycle aided hydrogen liquefaction*» International Journal of Hydrogen Energy 43 (2018).

[12] E. Tzimas, C. Filiou, S.D. Peteves and J.B. Veyret, «*Hydrogen Storage: State-of-Art and Future Perspective*» The Netherlands, (2003).

[13] A. Gupta "*Hydrogen Storage, Distribution and Cleaning*" KTH Royal Institute of Technology School of Chemical Science and Engineering, julio (2017).

[14] Generadoras de Chile, "*Fundamentos básicos de energía solar*". Disponible: http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-solar, Ultimo acceso febrero 2021.

[15] Generadoras de Chile, "*Generación eléctrica en Chile*". Disponible: http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile, Ultimo acceso febrero 2021.

[16] Energía Región, Disponible: https://energiaregion.cl/region/ANTOF, Ultimo acceso octubre 2020.

[17] Luminous Energy, "*Requerimientos del terreno*" http://www.luminousenergy.cl/land-requirements.html Ultimo acceso octubre 2020.

[18] Corfo/Tractebel: *"Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Ataca".* (2018).

[19] Hydrohub Innovation Program, *"Gigawatt green hydrogen plant State-of-the-art design and total installed capital costs*", public report (2020).

[20] F. Gallardo, A. Monforti, M Lamagna, E. Bocci, D. Garcia, T. Baeza-Jeria *"A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan",* julio (2020).

[21] F. Ladislao, "*Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil"*, Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, (2020).

[22] Hydrohub Innovation Program, *"Largescale, electrolysis-based production of sustainable and low-cost hydrogen",* (2020).

[23] C. Yilmaz, T. H. Cetin, B. Ozturkmen, M. Kanoglu, *"Thermodynamic Performance Analysis of Gas Liquefaction Cycles for Cryogenic Applications"* Journal of Thermal Engineering, Vol. 5, No. 1, pp. 62-75, January, (2019).

[24] J. Dean, "*A tabulation of the thermodynamic properties of normal hydrogen from low temperaturas to 300 K and from 1 to 100 atmospheres*", (1961).

[25] A. Saberimoghaddam, M. Mahdi Bahri Rasht Abadi, "How to design a cryogenic Joule-Thomson cooling system: case study of small hydrogen liquefier", Noviembre (2019).

[26] M. Hirscher, "*Handbook of Hydrogen Storage: New Materials for Future Energy Storage"* (2010).

[27] Asociación Chilena de Hidrógeno, "*Almacenamiento*". Disponible: https://www.h2chile.cl/, Ultimo acceso diciembre 2020.

[28] A. Colozza, "*Hydrogen Storage for Aircraft Applications Overview",* (2012).

[29] F. Rondon, "*Sistemas fotovoltaicos Consideraciones técnicas"* LPED, Universidad Militar, octubre (2015).

[30] M.T. Syed, *"An Economic Analysis of Three Hydrogen Liquefaction System",* International Association for Hydrogen Energy, (1998).

[31] R. Frederick, "Apuntes curso diseño de equipos de intercambio térmico", (2018).

[32] I. Cumalioglu, "Modeling and simulation of a high pressure hydrogen storage tank with Dynamic Wall", diciembre (2005).

[33] C. Winnefeld, T. Kadyk, B. Bensmann, U. Krewer and R. Hanke-Rauschenbach, "*Modelling and Designing Cryogenic Hydrogen Tanksfor Future Aircraft Applications*", enero (2018).

[34] Central Energía, "Costos marginales estrategias comerciales y regulación". Disponible: http://www.centralenergia.cl/2011/09/20/costos-marginales-estrategias-comerciales-y regulacion/ Ultimo acceso febrero 2021

[35] H. Federico Heisig, M. Andrea, "*Costo de abatimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema"*, junio (2016).

[36] D. Granger, "*Evaluación técnico-económica de planta de generación fotovoltaica de 3MW*", Memoria para optar al título de ingeniero civil industrial, Universidad de Chile, (2015).

[37] O. Maier, "*Operation & Maintenance Costs of Photovoltaic Power Plants: a Swiss Benchmark and Outlook*", diciembre (2014).

[38] A. Castillo-Ramírez, D. Mejía-Giraldo, N.Muñoz-Galeano, "*Large-Scale PV LCOE Comprehensive Breakdown Methodology"*, Universidad de Antioquia, Colombia, (2017).

[39] A. Amos, "*Costs of Storing and Transporting Hydrogen*", National Renewable Energy Laboratory, noviembre (1998).

[40] Comisión Nacional de Energía (CNE), "*Informe costos de inversión por tecnología de generación"*, marzo (2020).

Apéndice A

Detalles emplazamiento Planta Fotovoltaica, ubicación D.





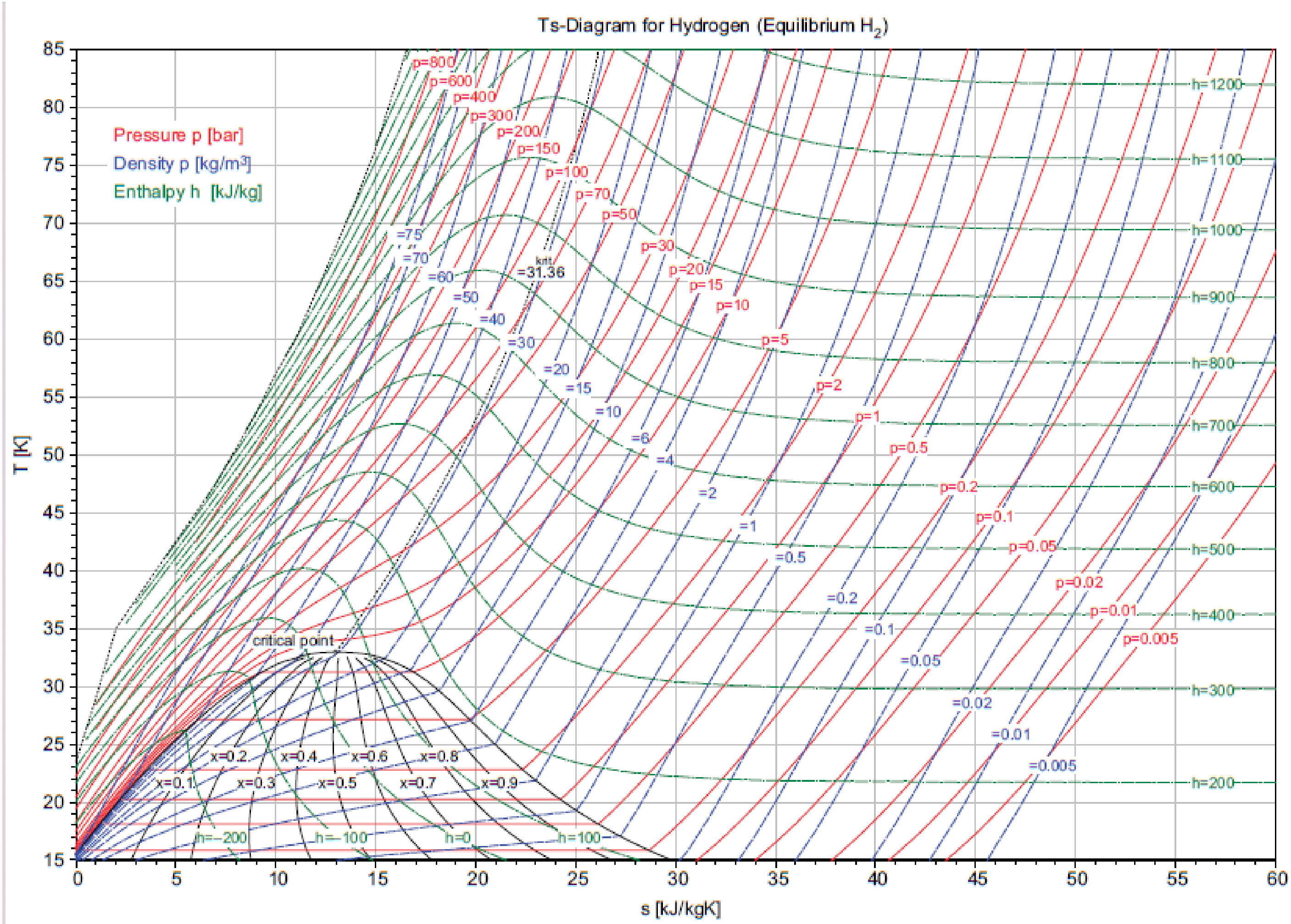
Subestación	1720_S/E CENTRAL PARQUE EOLICO TALTAL
Niveles de Tensión_kV	T1:220/33, T2-T3-T4-T5-T6-T7-T8:0.65/33
Caracteristicas Generales	AIS
Propietario	Parque Eólico Taltal
Información Técnica	Link

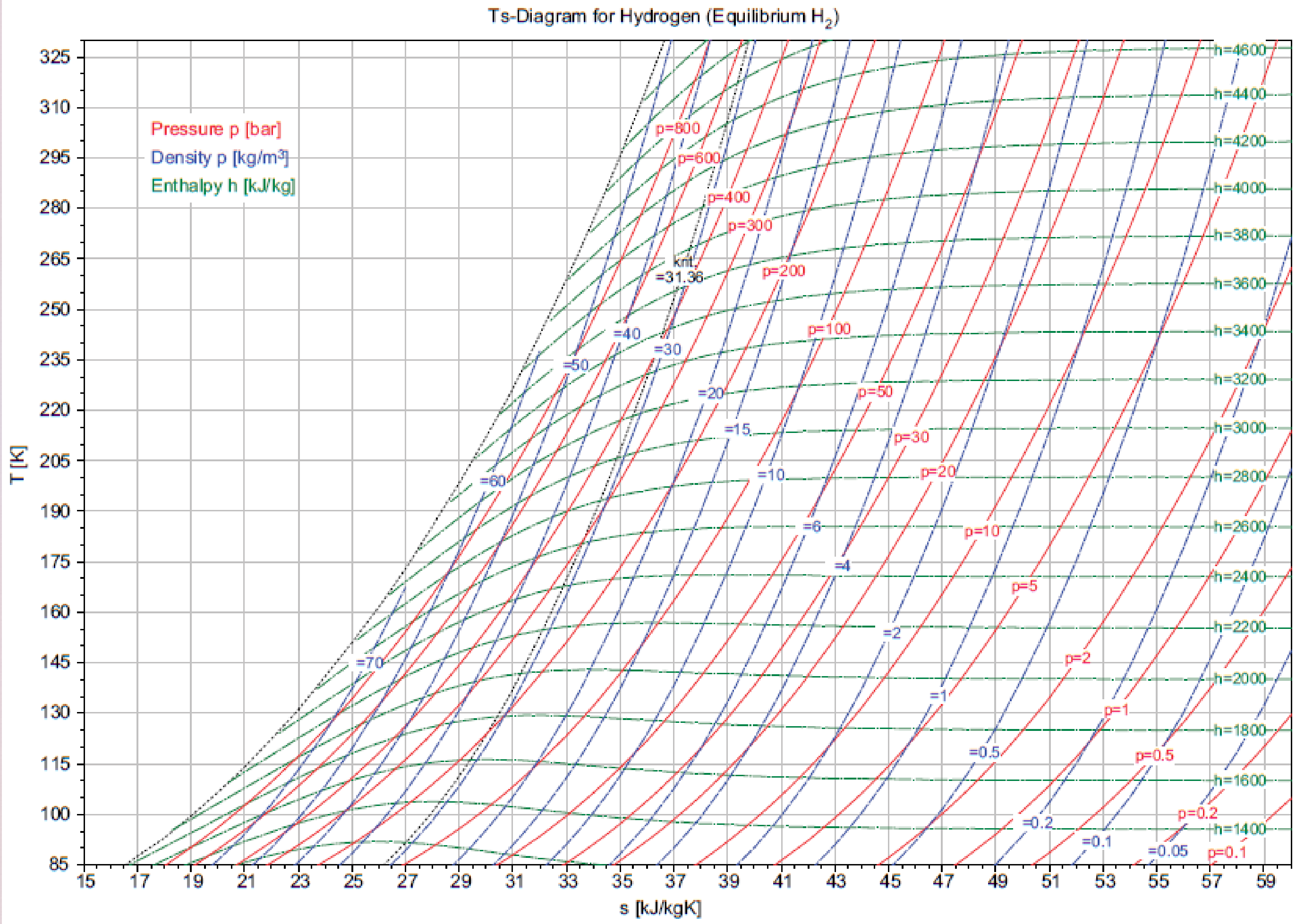


Línea de Transmisión	Tap Off Taltal - Eólica Taltal
Longitud km	47.1
Voltaje kV	220
Conductor	AAAC Flint
Capacidad MVA	252.33
Propietario	Transelec
Calificación	Dedicado
Circuito 1	Tap Taltal - Eólica Taltal 220KV C1
Circuito 2	
Información Técnica	https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/lineas

Apéndice B

Diagrama T-s hidrógeno [26].





Ts-Diagram for Hydrogen (Equilibrium H_2)
Pressure p [bar]
Density ρ [kg/m³]
Enthalpy h [kJ/kg]
T [K]
s [kJ/kgK]
krit.
=31.36
p=800
p=600
p=400
p=300
p=200
p=100
p=50
p=30
p=20
p=10
p=5
p=2
p=1
p=0.5
p=0.2
p=0.1
=70
=60
=50
=40
=30
=20
=15
=10
=6
=4
=2
=1
=0.5
=0.2
=0.1
=0.05
h=4600
h=4400
h=4200
h=4000
h=3800
h=3600
h=3400
h=3200
h=3000
h=2800
h=2600
h=2400
h=2200
h=2000
h=1800
h=1600
h=1400

Apéndice C

Cálculo estado estacionario ciclo de licuefacción.

Tabla 13.1: Proceso de licuefacción de 3963,96 kg de hidrógeno gaseoso. En aproximadamente 40 días, se logra la licuefacción completa.

Día	$\dot{m}_{GH2}$ entrada [kg/día]	$\dot{m}_{LH2}$ [kg/día]	$\dot{m}_{GH2}$ retorno [kg/día]
1	3963,96	792,79	3171,17
2	3171,17	634,39	2537,17
3	2537,17	507,28	2029,50
4	2029,50	405,90	1623,60
5	1623,60	324,72	1298,88
6	1298,88	259,78	1039,10
7	1039,10	207,82	831,12
8	831,12	166,24	664,80
9	664,80	132,98	531,75
10	531,75	106,37	425,42
11	425,42	85,10	340,36
12	340,36	68,07	272,29
13	272,29	54,45	217,84
14	217,84	43,56	174,28
15	174,28	34,86	139,44
16	139,44	27,89	111,56
17	111,56	22,31	89,23
18	89,23	17,85	71,39
19	71,39	14,28	57,12
20	57,12	11,42	45,70
21	45,70	9,14	36,56
22	36,56	7,31	29,24
23	29,24	5,85	23,40
24	23,40	4,68	18,72
25	18,72	3,74	14,97
26	14,97	2,99	11,98
27	11,98	2,40	9,58
28	9,58	1,92	7,67
29	7,67	1,53	6,13
30	6,13	1,23	4,91

31	4,91	0,98	3,93
32	3,93	0,79	3,14
33	3,14	0,63	2,51
34	2,51	0,50	2,01
35	2,01	0,40	1,61
36	1,61	0,32	1,29
37	1,29	0,26	1,03
38	1,03	0,21	0,82
39	0,82	0,16	0,66
40	0,66	0,13	0,53

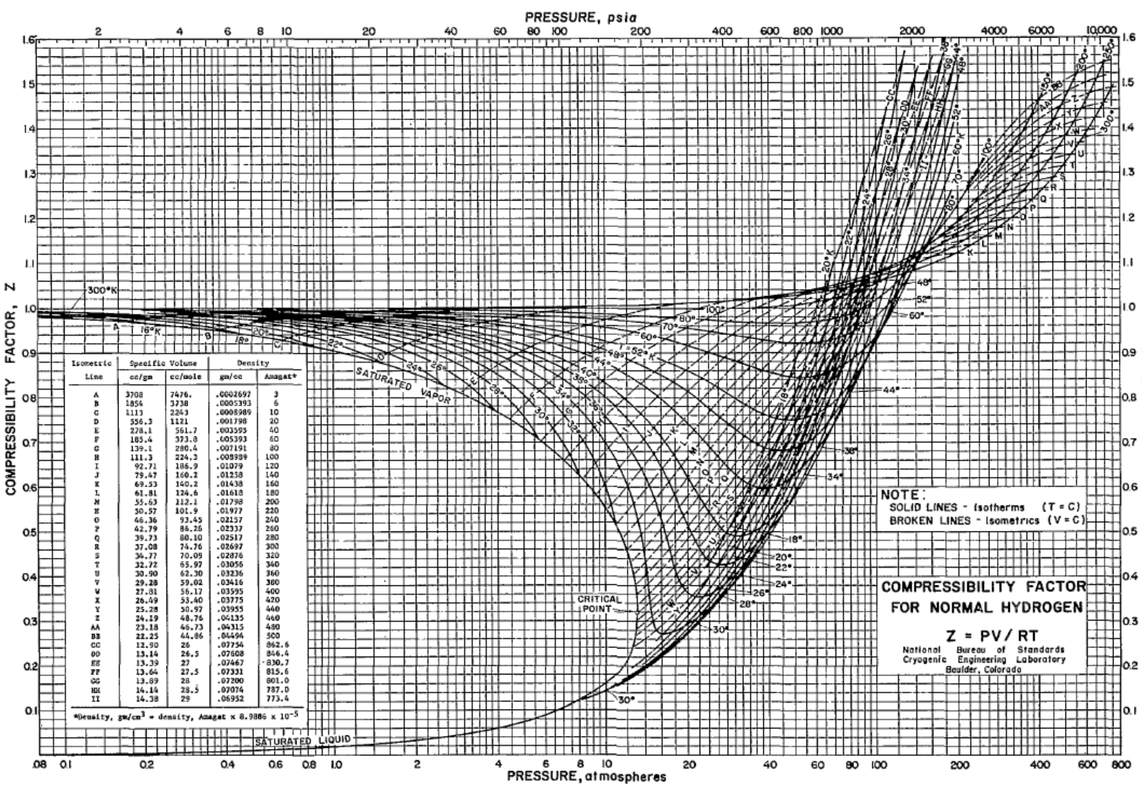
Tabla 13.2: Proceso de licuefacción continuo. 3963,96 kilogramos de hidrogeno diario, al cabo de 40 días se logra producción estacionaria.

Día	$\dot{m}_{GH2}$ entrada [kg/día]	$\dot{m}_{LH2}$ [kg/día]	$\dot{m}_{GH2}$ retorno total [kg/día]
1	3963,96	792,79	3171,17
2	7135,13	1427,18	5707,94
3	9671,90	1934,46	7735,86
4	11699,82	2339,96	9361,04
5	13325,00	2665,08	10660,32
6	14624,28	2924,86	11700,22
7	15664,18	3132,76	12529,84
8	16493,80	3298,68	13194,72
9	17158,68	3431,74	13727,74
10	17691,70	3538,26	14155,02
11	18118,98	3623,80	14494,00
12	18457,96	3691,51	14767,63
13	18731,59	3746,16	14984,64
14	18948,60	3789,72	15158,88
15	19122,84	3824,57	15296,69
16	19260,65	3852,29	15407,57
17	19371,53	3874,46	15497,06
18	19461,02	3892,28	15570,32
19	19534,28	3906,94	15628,54
20	19592,50	3918,42	15675,66
21	19639,62	3927,92	15712,88
22	19676,84	3935,45	15740,21
23	19704,17	3940,99	15761,59
24	19725,55	3944,95	15781,39
25	19745,35	3948,91	15797,23
26	19761,19	3952,08	15808,32
27	19772,28	3954,46	15818,62
28	19782,58	3925,15	15702,19

29	19666,15	3933,07	15733,87
30	19697,83	3939,41	15760,01
31	19723,97	3944,95	15777,43
32	19741,39	3948,12	15792,48
33	19756,44	3951,29	15803,57
34	19767,53	3953,66	15813,86
35	19777,82	3955,64	15823,76
36	19787,72	3957,62	15829,70
37	19793,66	3958,81	15834,85
38	19798,81	3959,60	15839,60
38	19803,56	3960,00	15879,60
40	19843,56	3967,92	15875,64
41	19839,60	3967,92	15871,68
42	19835,64	3967,92	15867,72
43	19831,68	3967,92	15867,72
44	19831,68	3967,92	15867,72

Apéndice D

Factor de compresión hidrógeno.

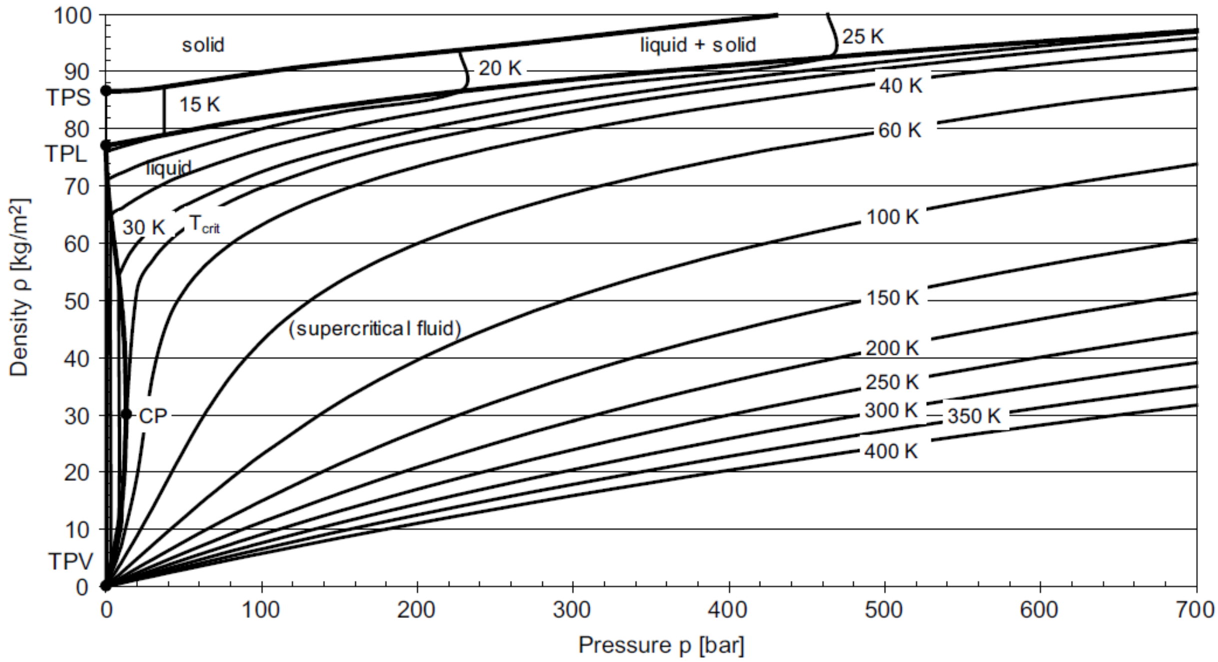


Isometric Line	Specific Volume cc/gm	Specific Volume cc/mole	Density gm/cc	Density Amagat*
A	3708	7476.	.0002697	3
B	1854	3738	.0005393	6
C	1113	2243	.0008989	10
D	556.3	1121	.001798	20
E	278.1	561.7	.003595	40
F	185.4	373.8	.005393	60
G	139.1	280.4	.007191	80
H	111.3	224.3	.008989	100
I	92.71	186.9	.01079	120
J	79.47	160.2	.01258	140
K	69.53	140.2	.01438	160
L	61.81	124.6	.01618	180
M	55.63	112.1	.01798	200
N	50.57	101.9	.01977	220
O	46.36	93.45	.02157	240
P	42.79	86.26	.02337	260
Q	39.73	80.10	.02517	280
R	37.08	74.76	.02697	300
S	34.77	70.09	.02876	320
T	32.72	65.97	.03056	340
U	30.90	62.30	.03236	360
V	29.28	59.02	.03416	380
W	27.81	56.17	.03595	400
X	26.49	53.40	.03775	420
Y	25.28	50.97	.03955	440
Z	24.19	48.76	.04135	460
AA	23.18	46.73	.04315	480
BB	22.25	44.86	.04494	500
CC	12.90	26	.07754	862.6
DD	13.14	26.5	.07608	846.4
EE	13.39	27	.07467	830.7
FF	13.64	27.5	.07331	815.6
GG	13.89	28	.07200	801.0
HH	14.14	28.5	.07074	787.0
II	14.38	29	.06952	773.4

*Density, gm/cm^3 = density, Amagat × 8.9886 × 10^{-5}

Apéndice E

Densidad hidrógeno en función de la presión y temperatura.



Apéndice F

Código en EES para ciclo de licuefacción de hidrógeno.

```
"SISTEMA DE LICUEFACCIÓN DE HIDRÓGENO"

"Datos iniciales"
T_1=293,15
P_1=100
h_1=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_1;P=P_1)
cp=CP(Hydrogen;T=T_1;P=P_1)
caudal_GH2=0,1001
s_1=ENTROPY(Hydrogen;T=T_1;P=P_1)

"Estados salida Compresor 1-2"
T_2=T_1                                   "compresión isotérmica a temperatura ambiente"
P_2=7000
h_2=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_2;P=P_2)
s_2=ENTROPY(Hydrogen;T=T_2;P=P_2)

"Estados salida Intercambiador de calor I: 2-3"
P_3=P_2                                   "enfriamiento a presión constante"
T_3=100
h_3=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_3;P=P_3)
s_e=ENTROPY(Hydrogen;T=T_3;P=P_3)

"Estados salida Intercambiador de calor II: 3-4"
P_4=P_3                                   "enfriamiento a presión constante"
T_4=80
h_4=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_4;P=P_4)
s_4=ENTROPY(Hydrogen;T=T_4;P=P_4)

"Turbina"
P_e=100
T_e=T_4
s_e=s_3
h_e=ENTHALPY(Hydrogen;s=s_e;P=P_e)
caudal_e=0,2*caudal_GH2
z=caudal_e/caudal_GH2
caudal_GH2licuar=caudal_GH2-caudal_e

"Estados salida Intercambiador de calor III: 4-5"
P_5=P_4                                   "enfriamiento a presión constante"
T_5=44
h_5=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_5;P=P_5)
s_5=ENTROPY(Hydrogen;T=T_5;P=P_5)
```

```
"Estados salida Válvula J-T 5-6"                    "expansión isoentálpica a presión ambiente"
x_6=0,25
h_6=h_5
T_6=TEMPERATURE(Hydrogen;P=P_6;x=x_6)
P_6=120
s_6=ENTROPY(Hydrogen;T=T_6;P=P_6)

"Estados salida estanque acumulación"

h_LH2=ENTHALPY(Hydrogen;x=x_6;P=P_6)
s_LH2=ENTROPY(Hydrogen;x=x_6;P=P_6)
P_LH2=P_6
T_LH2=T_6


x_6retorno=1-x_6
h_6retorno=ENTHALPY(Hydrogen;x=x_6retorno;P=P_6retorno)
caudal_6retorno=caudal_GH2licuar*x_6retorno
P_6retorno=120
T_6retorno=21
s_6retorno=ENTROPY(Hydrogen;T=T_6retorno;P=P_6retorno)
caudal_6retorno=caudal_GH2licuar-caudal_LH2

"Estados salida retorno Intercambiador de calor III: 6'-7"
P_7=P_6
T_7=70
h_7=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_7;P=P_7)
s_7=ENTROPY(Hydrogen;T=T_7;P=P_7)

P_8=P_7
T_8=T_7-20
h_8=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_8;P=P_8)
s_8=ENTROPY(Hydrogen;T=T_8;P=P_8)

"Estados salida retorno Intercambiador de calor III: 8-9"
P_9=P_7
T_9=77
h_9=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_9;P=P_9)
s_9=ENTROPY(Hydrogen;T=T_9;P=P_9)

"Q compresor Transferencia de calor por unidad de masa"
“El efecto de refrigeración por unidad de masa de licuefacción se puede definir como el calor extraído de la
entrada del compresor en estado 1 y se convierte en estado líquido"

q_c=(h_1-h_LH2+z*(h_3-h_e))*caudal_GH2


"W compresor"
R=8,314472
n_c=0,65
W_c= (caudal_GH2*R*T_1*ln(P_2/P_1))/(n_c*1,001)

"W turbina"
W_t=caudal_GH2*(h_3-h_e)

"W input entrada trabajo neto"
W_input=W_c-z*W_t
```

```
"w reversible ciclo"
w_rev=(h_LH2-h_1-T_1*(s_LH2-s_1))*caudal_GH2

"eficiencia trabajo reversible ,segunda ley"
n_2=w_rev/w_input

"COP coeficiente rendimiento ciclo"
COP=Q_c/w_input

"Rendimiento Líquido"
y=caudal_LH2/caudal_GH2

"Balance energía Intercambiador de calor III, para obtener to_out"
mi=caudal_GH2licuar
ci=CP(Hydrogen;T=T_4;P=P_4)
co=CP(Hydrogen;T=T_6retorno;P=P_6retorno)
ti_in=T_4
ti_out=T_5
to_in=T_6
mi*ci*(ti_in-ti_out)=mi*x_6retorno*co*(to_out-to_in)
```

Apéndice G

Código en EES para ciclo de compresión de hidrógeno.

```
"SISTEMA DE COMPRESION EN 5 ETAPAS"

caudalGH2=0,1001[kg/s]
"Compresor 1"

T_e=293,2
P_1e=100
P_5s=70000
cp=CP(Hydrogen;T=T_e;P=P_1e)
cv=CV(Hydrogen;T=T_e;P=P_1e)

"Relación de calor específico k"
k=cp/cv

"Exponente politrópico n"
n*(k-1)=k*0,9*(n-1)
y=1
"Relación de presión r"
r=(P_1s/P_1e)^(1/y)

T_s=T_e*r^((n-1)/n)
h_1e=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_e;P=100)
s_1e=ENTROPY(Hydrogen;T=T_e;P=100)
h_1s=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_s;P=P_1s)
s_1s=ENTROPY(Hydrogen;T=T_s;P=P_1s)

"Compresor 2"
r=(P_2s/P_1s)^(1/y)
h_2e=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_1s)
s_2e=ENTROPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_1s)
h_2s=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_s;P=P_2s)
s_2s=ENTROPY(Hydrogen;T=T_s;P=P_2s)

"Compresor 3"
r=(P_3s/P_2s)^(1/y)
h_3e=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_2s)
s_3e=ENTROPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_2s)
h_3s=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_s;P=P_3s)
s_3s=ENTROPY(Hydrogen;T=T_s;P=P_3s)

"Compresor 4"
r=(P_4s/P_3s)^(1/y)
```

```
h_4e=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_3s)
s_4e=ENTROPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_3s)
h_4s=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_s;P=P_4s)
s_4s=ENTROPY(Hydrogen;T=T_s;P=P_4s)

"Compresor 5"
r=(P_5s/P_4s)^(1/y)
h_5e=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_4s)
s_5e=ENTROPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_4s)
"h_5s=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_s;P=70000)"
"s_5s=ENTROPY(Hydrogen;T=T_s;P=70000)"

Rgas=8,314472 [J/mol-K]

"Factores de compresión z hidrogeno por grafico"
z_1=1,0006
z_2=1,01
z_3=1,03
z_4=1,11
z_5=1,449

"Densidad hidrogeno rho"
rho_0=2,04312*P_1e/(Z_1*Rgas*T_e)
rho_1=2,04312*P_1s/(Z_1*Rgas*T_e)
rho_2=2,04312*P_2s/(Z_2*Rgas*T_e)
rho_3=2,04312*P_3s/(Z_3*Rgas*T_e)
rho_4=2,04312*P_4s/(Z_4*Rgas*T_e)
rho_5=2,04312*P_5s/(Z_5*Rgas*T_e)

"Trabajo compresores"

w_1=((caudalGH2*z_1*rgas*T_e*(r^((n-1)/n)-1))/(n-1))
w_2=((caudalGH2*z_2*rgas*T_e*(r^((n-1)/n)-1))/(n-1))
w_3=((caudalGH2*z_3*rgas*T_e*(r^((n-1)/n)-1))/(n-1))
w_4=((caudalGH2*z_4*rgas*T_e*(r^((n-1)/n)-1))/(n-1))
w_5=((caudalGH2*z_5*rgas*T_e*(r^((n-1)/n)-1))/(n-1))

"Trabajo total sistema"
W_t=(w_1+w_2+w_3+w_4+w_5)/0,9

"eficiencia energética"
n_en=(caudalGH2*13809,25)/W_t

h_5s=13809,25 [kJ/kmol]

 "EES no puede ocupar presiones sobre 40000 kpa, este valor se obtiene por tabla"
```

Apéndice H

H.1. Inversión planta fotovoltaica.

	Costo Unidad	Cantidad	Costo Total (USD)	% del Total
Suministro equipamiento mecánico general				**0,05%**
Sistema Contra Incendio	$920	1	$920	0,01%
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua	$6.000	1	$6.000	0,04%
Instalaciones parque fotovoltaico				**50,18%**
Módulos Fotovoltaicos (Paneles)	$60	57.980	$3.500.832	22,87%
Inversores	$15.400	20	$308.000	2,01%
Soporte	$15	57.980	$869.700	5,68%
Estación Meteorológica	$1.999	1	$1.999	0,01%
Redes en Corriente Continua / BOS (Balance of System)	$0	20.000.000	$3.000.000	19,60%
Suministro y montaje equipamiento eléctrico (FOB)				**3,75%**
Transformadores	$376.000	1	$376.000	2,46%
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra*	$190.360	1	$190.360	1,24%
Sistema Generador de Emergencia diésel	$7.363	1	$7.363	0,05%
Fletes y seguros				**1,31%**
Fletes Internacionales y Nacionales	$850	197	$167.450	1,09%
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales	$33.490	1	$33.490	0,22%
Obras civiles y montaje				**17,19%**
Trabajos Previos: Movimientos de tierra, Preparación del sitio, Rellenos, Excavaciones	$294.866	1	$294.866	1,93%
Fundaciones, Caminos y Obras Civiles en general y Módulos Fotovoltaicos	$2.336.840	1	$2.336.840	15,27%
Interconexión eléctrica				**3,90%**
Línea de Transmisión	$579.181	1	$579.181	3,78%
Servidumbres	$1	27.200	$18.496	0,12%
Gastos de gestión del propietario				**4,02%**
Servicios de Ingeniería y Estudios	$276.750	1	$276.750	1,81%
Seguros Generales	$23.540	1	$23.540	0,15%
Terrenos	$1	270.000	$183.600	1,20%
Permisos y Concesiones	$10.000	1	$10.000	0,07%
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas	$121.192	1	$121.192	0,79%
Imprevistos			$3.000.000	**19,60%**
Total Estimado Costo de Inversión (US$)			$15.306.579	100,00%

H.2. Flujos de Caja Planta Fotovoltaica: Caso sin crédito.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por Venta		1.370.459	1.307.996	1.258.868	1.219.347	985.529	1.128.228	1.140.202	1.113.338	1.092.399	1.067.214
Ingresos por potencia		376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200
Costos Totales		-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853
Costos fijos		-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853
Costo variables		0	0	-243.960	0	0	-243.960	0	0	-243.960	0
Depreciación		-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207
Intereses											
Ganancia/Pérdida del capital											
Perdida por ejercicio anterior		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UAI		**1.069.598**	**1.007.136**	**714.047**	**918.486**	**684.669**	**583.408**	**839.341**	**812.478**	**547.579**	**766.354**
Impuesto	0	288.792	271.927	192.793	247.991	184.861	157.520	226.622	219.369	147.846	206.916
UDI		**1.358.390**	**1.279.062**	**906.840**	**1.166.477**	**869.529**	**740.928**	**1.065.963**	**1.031.846**	**695.425**	**973.270**
Depreciación Lineal		434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207
Intereses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia/Pérdida del capital		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perdida por ejercicio anterior		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCO		**1.792.597**	**1.713.270**	**1.341.048**	**1.600.685**	**1.303.737**	**1.175.135**	**1.500.171**	**1.466.054**	**1.129.632**	**1.407.477**
Inversión	-15.459.699										
Inversión fija	-15.306.579										
Capital de trabajo	-153.120										
Terreno	-10.855.184										
Valor residual											
Préstamo											
Amortización préstamo											
FCC	**-15.459.699**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Flujo Caja Privado	**-15.459.699**	**1.792.597**	**1.713.270**	**1.341.048**	**1.600.685**	**1.303.737**	**1.175.135**	**1.500.171**	**1.466.054**	**1.129.632**	**1.407.477**
VAN (5% anual)	**4.625.325**										
TIR	**8%**										

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
987.658	968.633	950.064	936.891	919.066	881.550	869.308	857.313	845.542	828.974	797.591	786.378	775.323	770.570	766.435
376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200
-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853
-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853
0	-243.960	0	0	-243.960	0	0	-243.960	0	0	-243.960	0	0	-243.960	0
-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207
														-14.720.109
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
686.797	**423.812**	**649.203**	**636.031**	**374.246**	**580.689**	**568.448**	**312.493**	**544.682**	**528.113**	**252.771**	**485.518**	**474.463**	**225.750**	**-14.254.534**
185.435	114.429	175.285	171.728	101.046	156.786	153.481	84.373	147.064	142.591	68.248	131.090	128.105	60.952	-3.848.724
872.233	**538.241**	**824.488**	**807.759**	**475.292**	**737.476**	**721.928**	**396.866**	**691.746**	**670.704**	**321.019**	**616.608**	**602.568**	**286.702**	**-18.103.258**
434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.720.109
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.306.440	**972.449**	**1.258.696**	**1.241.966**	**909.500**	**1.171.683**	**1.156.136**	**831.073**	**1.125.953**	**1.104.911**	**755.226**	**1.050.815**	**1.036.775**	**720.910**	**-2.948.942**
														11.594.774
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**11.594.774**
1.306.440	**972.449**	**1.258.696**	**1.241.966**	**909.500**	**1.171.683**	**1.156.136**	**831.073**	**1.125.953**	**1.104.911**	**755.226**	**1.050.815**	**1.036.775**	**720.910**	**8.645.832**

H.3. Flujos de Caja Planta Fotovoltaica: Caso con crédito.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por Venta		1.370.459	1.307.996	1.258.868	1.219.347	985.529	1.128.228	1.140.202	1.113.338	1.092.399	1.067.214
Ingresos por potencia		376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200
Costos Totales		-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853
Costos fijos		-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853
Costo variables		0	0	-243.960	0	0	-243.960	0	0	-243.960	0
Depreciación		-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207
Intereses		-1.263.114	-1.235.513	-1.205.703	-1.173.508	-1.138.737	-1.101.185	-1.060.629	-1.016.829	-969.524	-918.435
Ganancia/Pérdida del capital											
Perdida por ejercicio anterior		0	-193.516	-421.893	-913.548	-1.168.569	-1.622.638	-2.140.416	-2.361.704	-2.566.055	-2.988.000
UAI		**-193.516**	**-421.893**	**-913.548**	**-1.168.569**	**-1.622.638**	**-2.140.416**	**-2.361.704**	**-2.566.055**	**-2.988.000**	**-3.140.081**
Impuesto	0	-52.249	-113.911	-246.658	-315.514	-438.112	-577.912	-637.660	-692.835	-806.760	-847.822
UDI		**-245.765**	**-535.804**	**-1.160.206**	**-1.484.083**	**-2.060.750**	**-2.718.328**	**-2.999.364**	**-3.258.889**	**-3.794.760**	**-3.987.903**
Depreciación Lineal		434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207
Intereses		1.263.114	1.235.513	1.205.703	1.173.508	1.138.737	1.101.185	1.060.629	1.016.829	969.524	918.435
Ganancia/Pérdida del capital		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perdida por ejercicio anterior		0	193.516	421.893	913.548	1.168.569	1.622.638	2.140.416	2.361.704	2.566.055	2.988.000
FCO		**1.451.556**	**1.327.432**	**901.597**	**1.037.180**	**680.764**	**439.703**	**635.889**	**553.850**	**175.026**	**352.740**
Inversión	-15.459.699										
Inversión fija	-15.306.579										
Capital de trabajo	-153.120										
Terreno	-10.855.184										
Valor residual											
Préstamo	15.788.930										
Amortización préstamo		-345.023	-372.625	-402.435	-434.630	-469.400	-506.952	-547.508	-591.309	-638.613	-689.703
FCC	**329.231**	**-345.023**	**-372.625**	**-402.435**	**-434.630**	**-469.400**	**-506.952**	**-547.508**	**-591.309**	**-638.613**	**-689.703**
Flujo Caja Privado	**329.231**	**1.106.533**	**954.807**	**499.162**	**602.550**	**211.364**	**-67.249**	**88.381**	**-37.459**	**-463.587**	**-336.963**
VAN (5% anual)	**175.448**										
TIR	**4%**										

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
987.658	968.633	950.064	936.891	919.066	881.550	869.308	857.313	845.542	828.974	797.591	786.378	775.323	770.570	766.435
376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200	376.200
-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853	-242.853	-486.813	-242.853
-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853	-242.853
0	-243.960	0	0	-243.960	0	0	-243.960	0	0	-243.960	0	0	-243.960	0
-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207	-434.207
-863.259	-803.668	-739.311	-669.805	-594.738	-513.666	-426.108	-331.546	-229.419	-119.121					
														-11.661.564
-3.140.081	-3.316.542	-3.696.398	-3.786.506	-3.820.280	-4.040.772	-3.973.748	-3.831.409	-3.850.462	-3.535.199	-3.126.207	-2.873.437	-2.387.919	-1.913.456	-1.687.706
-3.316.542	**-3.696.398**	**-3.786.506**	**-3.820.280**	**-4.040.772**	**-3.973.748**	**-3.831.409**	**-3.850.462**	**-3.535.199**	**-3.126.207**	**-2.873.437**	**-2.387.919**	**-1.913.456**	**-1.687.706**	**-12.883.695**
-895.466	-998.027	-1.022.357	-1.031.475	-1.091.008	-1.072.912	-1.034.480	-1.039.625	-954.504	-844.076	-775.828	-644.738	-516.633	-455.681	-3.478.598
-4.212.008	**-4.694.426**	**-4.808.862**	**-4.851.755**	**-5.131.780**	**-5.046.660**	**-4.865.889**	**-4.890.087**	**-4.489.703**	**-3.970.283**	**-3.649.265**	**-3.032.657**	**-2.430.089**	**-2.143.387**	**-16.362.292**
434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207	434.207
863.259	803.668	739.311	669.805	594.738	513.666	426.108	331.546	229.419	119.121	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.661.564
3.140.081	3.316.542	3.696.398	3.786.506	3.820.280	4.040.772	3.973.748	3.831.409	3.850.462	3.535.199	3.126.207	2.873.437	2.387.919	1.913.456	1.687.706
225.538	**-140.008**	**61.054**	**38.763**	**-282.555**	**-58.015**	**-31.825**	**-292.925**	**24.385**	**118.245**	**-88.850**	**274.987**	**392.037**	**204.277**	**-2.578.815**
														10.048.804
-744.879	-804.469	-868.827	-938.333	-1.013.399	-1.094.471	-1.182.029	-1.276.591	-1.378.719	-1.489.016					
-744.879	**-804.469**	**-868.827**	**-938.333**	**-1.013.399**	**-1.094.471**	**-1.182.029**	**-1.276.591**	**-1.378.719**	**-1.489.016**	**0**	**0**	**0**	**0**	**10.048.804**
-519.340	**-944.477**	**-807.772**	**-899.570**	**-1.295.954**	**-1.152.487**	**-1.213.854**	**-1.569.516**	**-1.354.334**	**-1.370.771**	**-88.850**	**274.987**	**392.037**	**204.277**	**7.469.989**

Año	Préstamo	Intereses	Amortización	Cuota
0	15.788.930	0	0	0
1	15.443.907	1.263.114	345.023	1.608.137
2	15.071.282	1.235.513	372.625	1.608.137
3	14.668.847	1.205.703	402.435	1.608.137
4	14.234.218	1.173.508	434.630	1.608.137
5	13.764.818	1.138.737	469.400	1.608.137
6	13.257.866	1.101.185	506.952	1.608.137
7	12.710.357	1.060.629	547.508	1.608.137
8	12.119.049	1.016.829	591.309	1.608.137
9	11.480.435	969.524	638.613	1.608.137
10	10.790.733	918.435	689.703	1.608.137
11	10.045.854	863.259	744.879	1.608.137
12	9.241.385	803.668	804.469	1.608.137
13	8.372.558	739.311	868.827	1.608.137
14	7.434.226	669.805	938.333	1.608.137
15	6.420.826	594.738	1.013.399	1.608.137
16	5.326.355	513.666	1.094.471	1.608.137
17	4.144.326	426.108	1.182.029	1.608.137
18	2.867.735	331.546	1.276.591	1.608.137
19	1.489.016	229.419	1.378.719	1.608.137
20	0	119.121	1.489.016	1.608.137

Apéndice I

I.1. Flujos de Caja Planta Licuefacción: Caso sin crédito.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por Venta		839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400
Costos Totales		-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000
Costos operacionales		-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000
Depreciación		-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946
Intereses											
Ganancia/Pérdida del capital											
Perdida por ejercicio anterior		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UAI		**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**
Impuesto	0	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433
UDI		**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**
Depreciación Lineal		113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946
Intereses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia/Pérdida del capital		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perdida por ejercicio anterior		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCO		**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**
Inversión	-2.848.645										
Electrolizador	-46.000										
IC electrolisis	-113										
Bomba electrólisis	-3.200										
Compresores	-1.135.491										
Intercambiadores de calor	-452										
turbina	-86.930										
Almacenamiento	-6.549										
Instalación	-735.034										
Capital de trabajo	-153.120										
Terreno	-681.756										
Valor residual											
Préstamo											
Amortización préstamo											
FCC	**-2.848.645**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Flujo Caja Privado	**-2.848.645**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**
VAN (5% anual)	**10.286.362**										
TIR	**33%**										

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400
-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000
-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000	-72.000
-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946	-113.946
														-3.560.806
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
653.454	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**653.454**	**-2.907.352**
176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	176.433	-784.985
829.887	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**829.887**	**-3.692.337**
113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946	113.946
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.560.806
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
943.833	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**-17.585**
														2.136.484
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2.136.484**
943.833	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**943.833**	**2.118.899**

I.2. Flujos de Caja Planta Compresión: Caso sin crédito.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por Venta		839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400
Costos Totales		-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000
Costos operacionales		-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000
Depreciación		-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131
Intereses											
Ganancia/Pérdida del capital											
Perdida por ejercicio anterior		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UAI		**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**
Impuesto	0	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893
UDI		**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**
Depreciación Lineal		137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131
Intereses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia/Pérdida del capital		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perdida por ejercicio anterior		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCO		**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**
Inversión total	-3.428.278										
Electrolizador	-46.000										
IC electrolisis	-113										
Bomba electrólisis	-3.200										
Compresores	-1.496.286										
Intercambiadores de calor	-70.675										
Almacenamiento	-28.424										
Instalación	-948.704										
Capital de trabajo	-153.120										
Terreno	-681.756										
Valor residual											
Préstamo											
Amortización préstamo											
FCC	**-3.428.278**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Flujo Caja Privado	**-3.428.278**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**
VAN (5% anual)	**10.331.238**										
TIR	**29%**										

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400	839.400
-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000
-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000	-36.000
-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131	-137.131
														-4.285.347
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
666.269	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**666.269**	**-3.619.078**
179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	179.893	-977.151
846.161	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**846.161**	**-4.596.230**
137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131	137.131
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.285.347
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
983.293	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**-173.751**
														2.571.208
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2.571.208**
983.293	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**983.293**	**2.397.457**